



**KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH**  
GESELLSCHAFT MIT BESCHRÄNKTER HAFTUNG

## **Seminar Windenergie**

**12. September 1974**

**veranstaltet von der**

**Kernforschungsanlage Jülich GmbH**

**Programmgruppe Systemforschung und**

**Technologische Entwicklung**

**angeregt und gefördert durch das**

**Bundesministerium für Forschung und Technologie**

**Jül - Conf - 12  
Oktober 1974**

Als Manuskript gedruckt



## INHALT

TH. BOHN	
Vorwort .....	5
G. JURKSCH	
Das Windangebot in der Bundesrepublik Deutschland .....	7
M. JUFER und W. SCHÖNBALL	
Die NOAH Windenergieanlage auf Sylt – Auslegung, Erfahrungen und Möglichkeiten ...	27
H. DÖRNER	
Gesichtspunkte zur optimalen Auslegung von Windenergieanlagen .....	53
W.E. HERONEMUS	
Großtechnische Nutzungsmöglichkeiten der Windenergie für die Elektrizitätsversorgung .	117
Verzeichnis der Seminarteilnehmer .....	149





H. DÖRNER

Institut für Flugzeugbau der Universität Stuttgart

1. Vorbemerkung.

Es war für mich gar nicht so leicht, aus der Fülle des Materials, das wir am Institut für Flugzeugbau auf dem Gebiet der Windkraft angesammelt haben, eine für Sie umfassende, informative Auswahl zu treffen. Ich musste aus über 400 Diapositiven wählen, sowie aus einigen hundert Unterlagen, Aufsätzen, Sonderdrucken, Kopien von Berichten und Büchern einen komprimierten Beitrag zusammenstellen.

Wir haben am Institut eine Sammlung von über 2000 Literaturstellen. Dies alles hat sich in den Jahren von 1939 bis heute angesammelt.

Ich habe hier die Aufgabe, den Mann zu vertreten, der auf dem Gebiet der Windkraft wohl die grössten Erfahrungen auf der Welt besitzt.

Professor Dr. Ulrich Hütter war zunächst bei der VENTIMOTOR GmbH Weimar von 1939 bis 1942 tätig. Diese Firma betrieb in dieser Zeit ein grosses Testfeld mit verschiedenartigsten Windkraft-Anlagen.

Von 1948 bis 1957 war Prof. Hütter bei der Firma ALLGAIER-WERKE GmbH 7336 Uhingen/Württemberg, maßgeblich an der Entwicklung von Windkraftanlagen mit 11 m Ø und 6-8 kW Leistung beteiligt.

Von 1955 bis 1965 leitete er in der Windkraft-Entwicklungsgemeinschaft und in der Studiengesellschaft Windkraft e.V. Stuttgart die Entwicklung von Anlagen zur Gewinnung von elektrischer Energie aus der Luftströmung.

Heute ist Professor Hütter am Institut für Flugzeugbau der Uni Stuttgart, und als Direktor des DFVLR-Instituts für Bauweisen- und Konstruktionsforschung hauptsächlich auf dem Gebiet der faserverstärkten Kunststoffe (advanced composites) tätig.



Prof. Hütter war einziger deutscher Repräsentant beim "International Symposium on Wind and Solar Energy" der UNES in Neu Delhi im Oktober 1954, ausserdem Teilnehmer an der UNITED NATION's "Conference on Solar Energy, Wind Power and Geothermal Energy" 1961 in Rom, und am "International Seminar on Solar and Aeolian Energy" in Sounion/Griechenland im gleichen Jahr.

Im letzten halben Jahr besuchte Prof. Hütter die NASA, die amerikanische Weltraumbehörde, um in Cleveland/Ohio, im Lewis Research Center, seine Funktion als Berater wahrzunehmen.

Sie sehen, es gab schon vor Jahren - und es gibt schon wieder sehr starke Aktivitäten in Sachen Windkraft. Nur die bequeme weil zunächst billige Energiegewinnung aus fossilen Brennstoffen stand bisher einer ernsthaften Ausweitung der Energiegewinnung aus Windströmungen im Wege.

## 2. Informativer Überblick mit Diapositiven.

Der Gedanke, dem Wind mit Hilfe von Windmühlen, Windrädern oder Windkraftanlagen Energie zu entziehen, ist älter als unsere Zeitrechnung.

Daher kommt es auch, dass es speziell auf diesem Gebiet der Technik nichts gibt, was nicht schon einmal dagewesen wäre. Das bezieht sich ebenso auf die heute wieder aktuell gewordenen gegenläufigen Windkraftrotoren (man vergleiche Honnef's Projekte und Anlagen in den 40-iger Jahren), als auch auf alle Arten von Vertikal-Windrotoren, die z.B. in der Form der "pananemo" schon im alten Asien im 12. Jahrhundert bekannt waren.

Bild 1: Alte Windmühle, Rotoren mit beweglichen oder festen Holz-Jalousien.

Bild 2: Alte Windmühle, Griechenland, einrollbare Segelbespannung.

Bild 3: Tal der 1000 Windmühlen, Lassithion/Kreta, Wasserschöpfwerke.

Bild 4: Bilau, Ventimotor Repeller  $\varnothing$  9 m, 3/4 Leistungsverminderung durch Verwirbelung der Luftströmung bei Klappen-Verdrehung.





Bild 1 Alte Windmühle

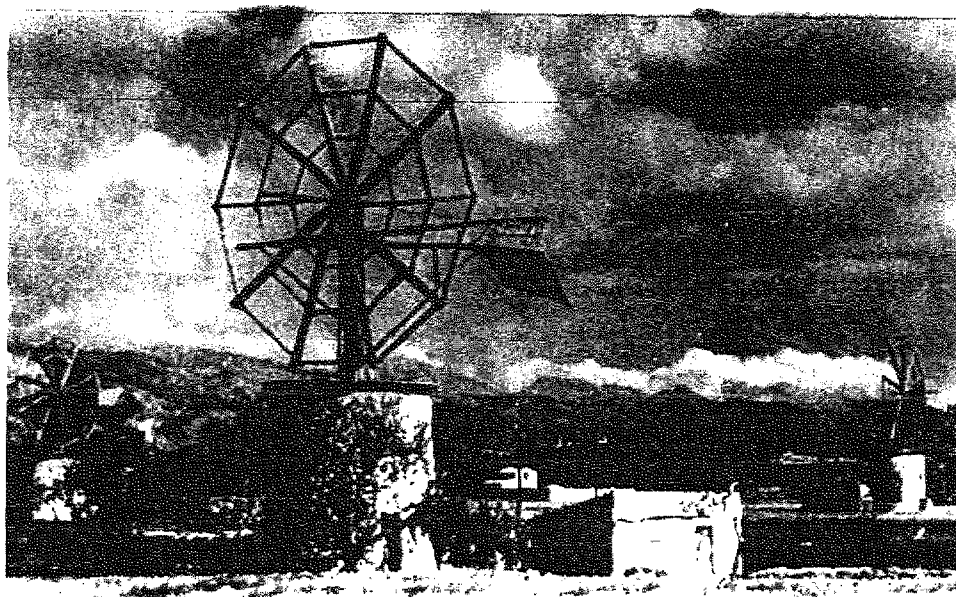


Bild 2 Alte Windmühle, Griechenland, einroll-  
bare Segelbespannung



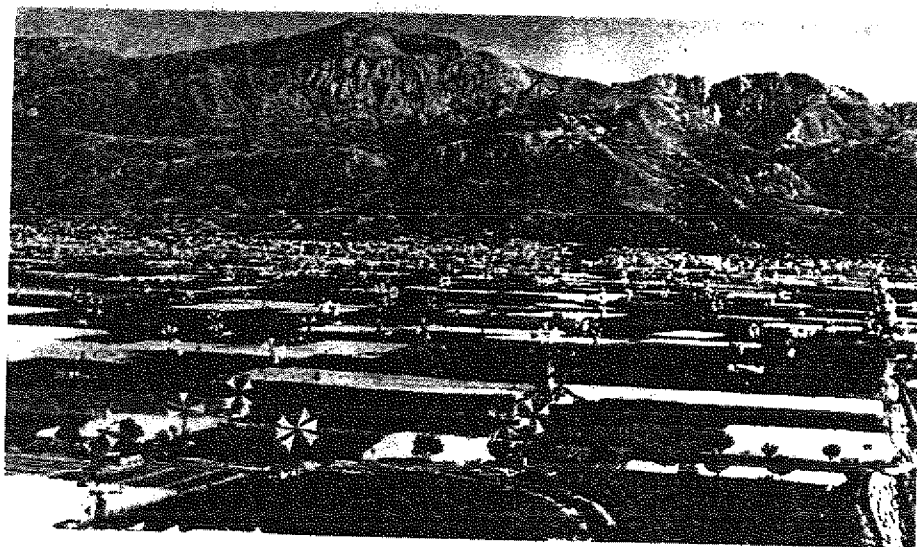


Bild 3 Tal der 1000 Windmühlen, Lassithion, Kreta,  
Wasserschöpfwerke

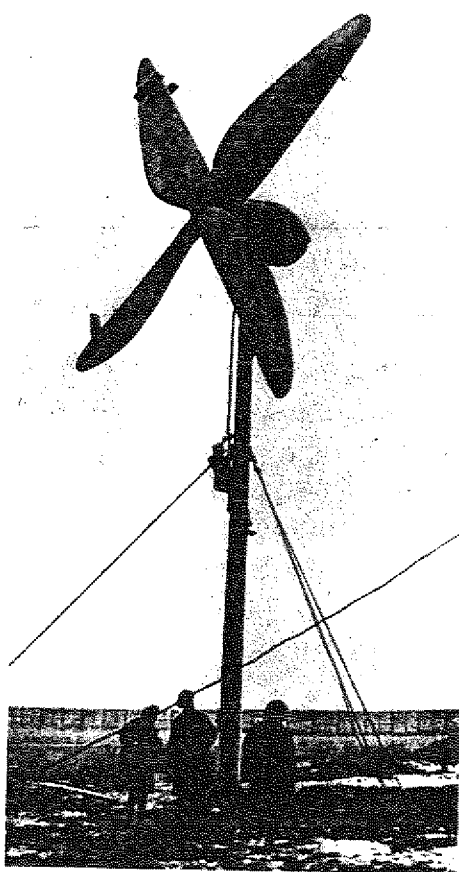


Bild 4 Bilau, Ventimotor Repeller

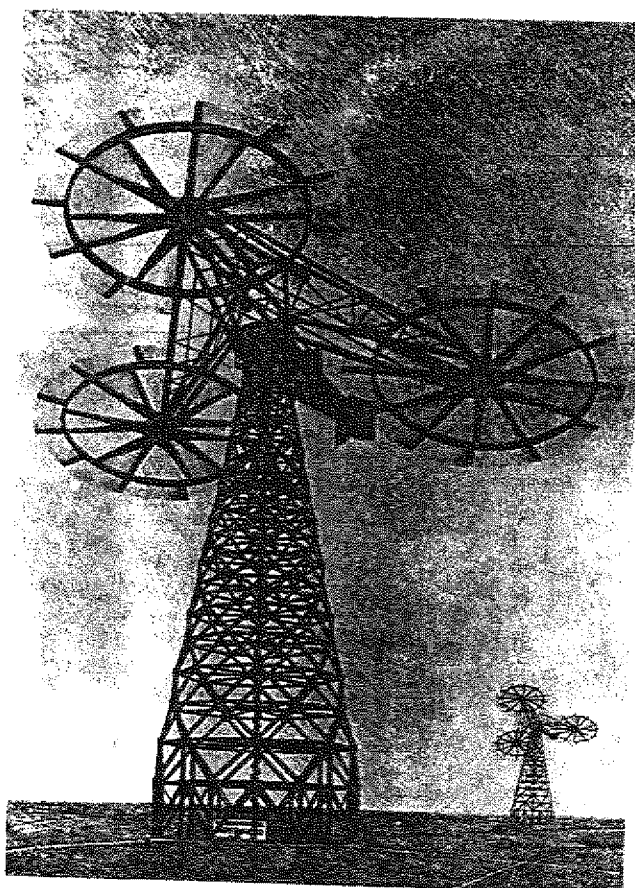
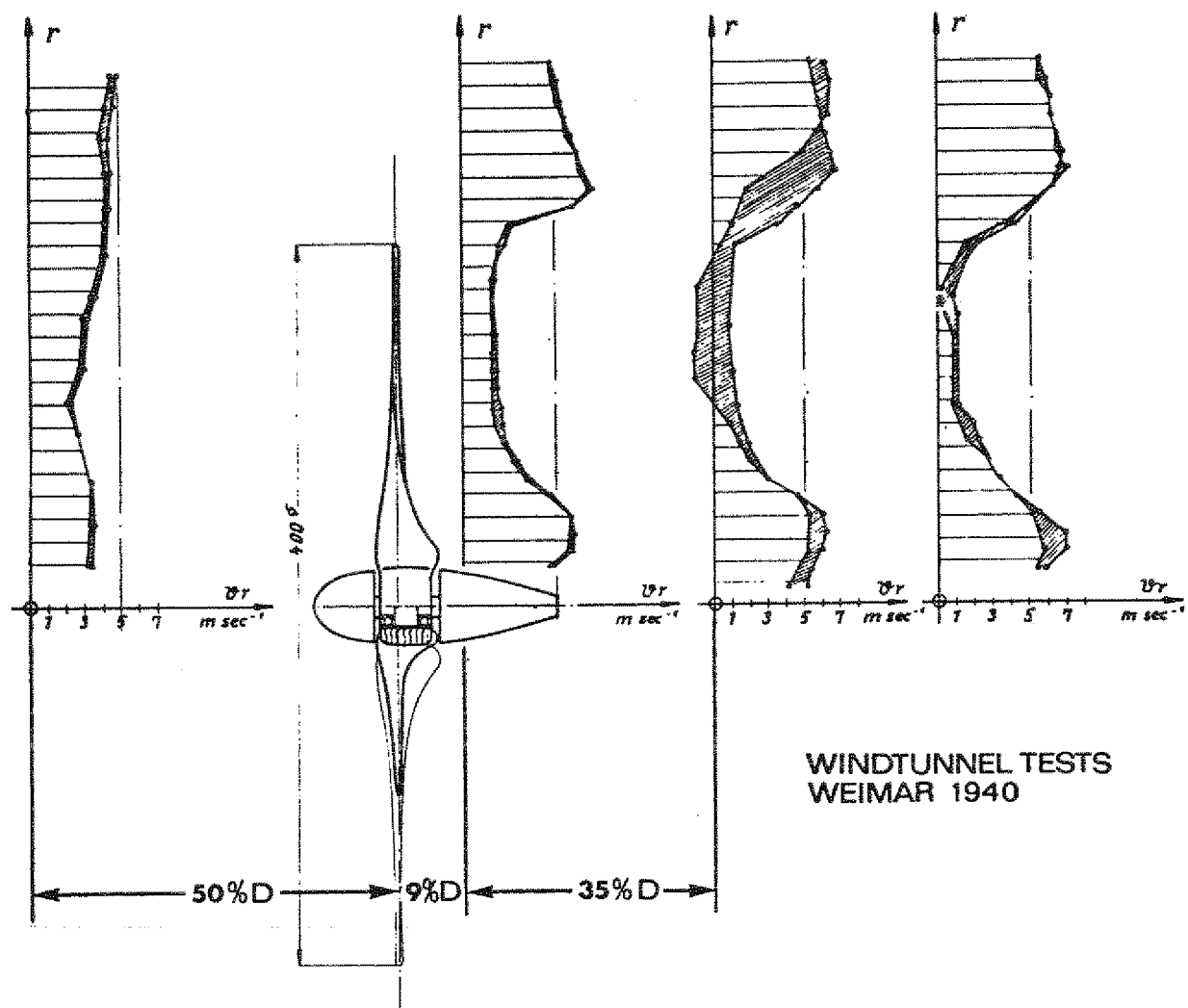


Bild 5 Projekt Honnef







AXIAL VELOCITY DISTRIBUTION  
UPSTREAM AND DOWNSTREAM

Bild 6



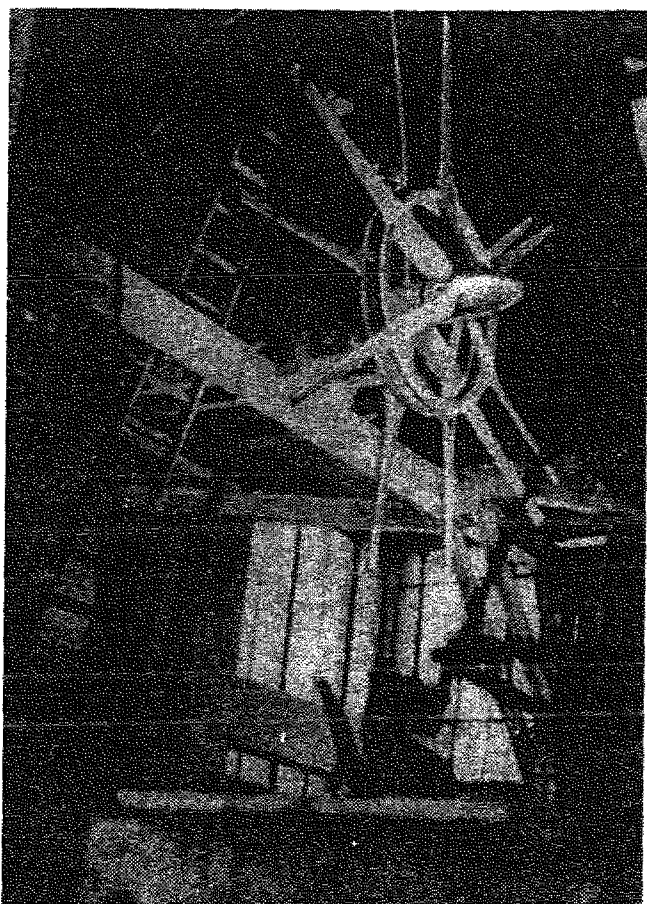


Bild 7 Gegenlauf-Rotor, Honnef

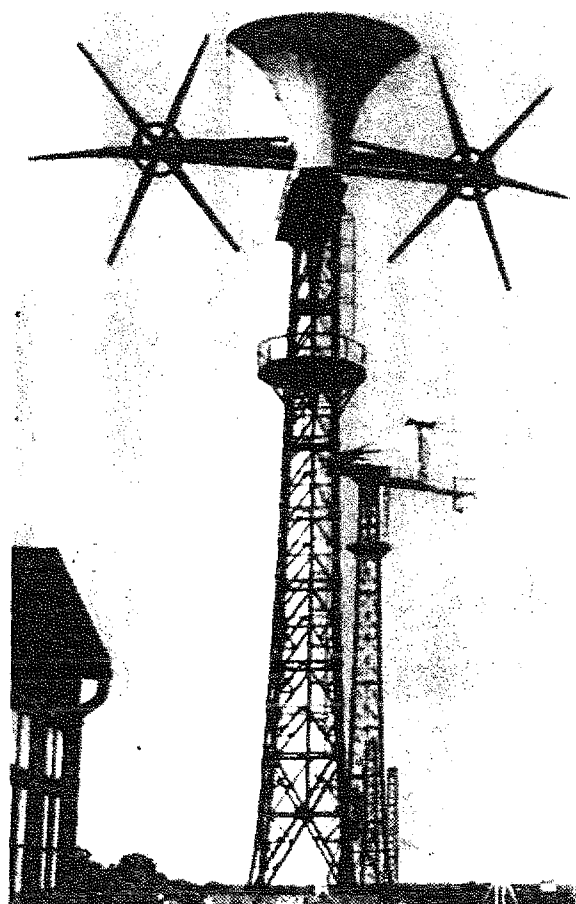


Bild 8 Honnef-Anlage, Bützow

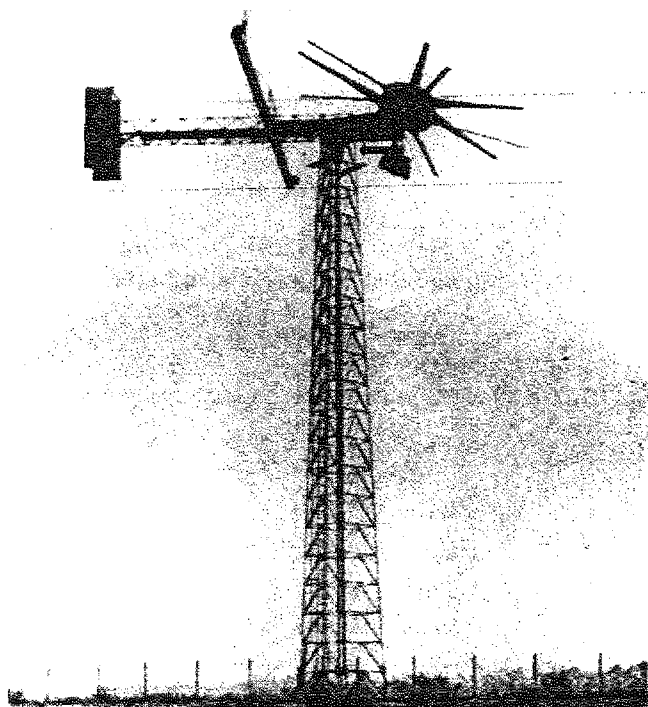


Bild 9 Honnef-Anlage, Sturmstellung

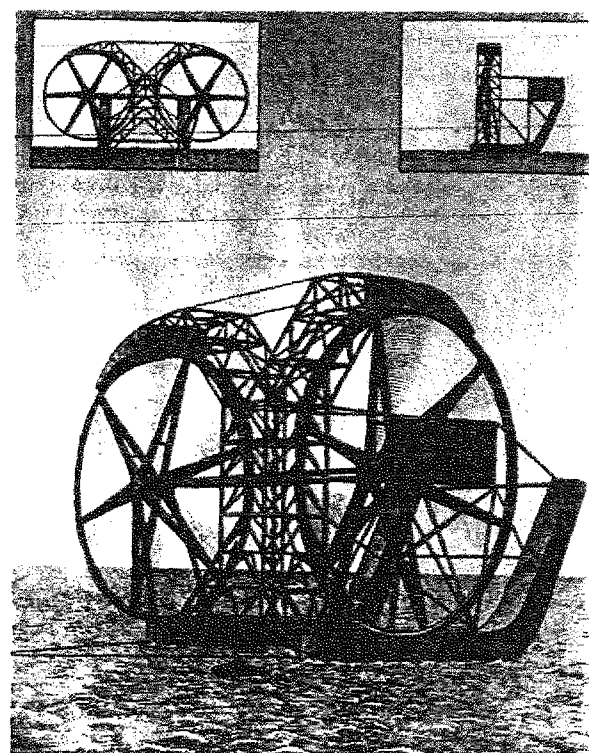


Bild 10 Honnef-Projekt im Meer





Bild 11 Ventimotor-Testfeld, Weimar 1942



Bild 12 Ventimotor-Testfeld, 1942



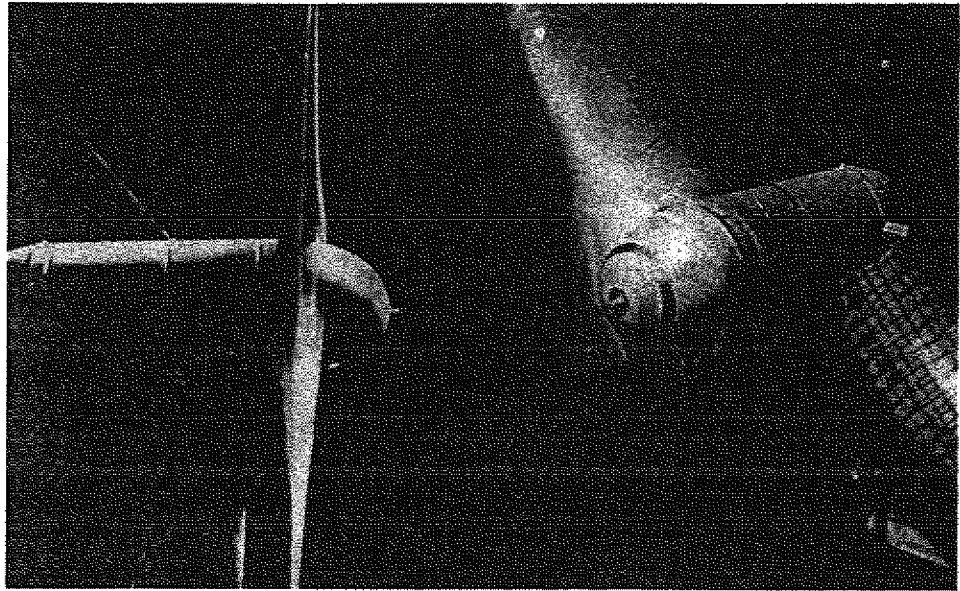


Bild 13 Windkanalmessungen, 3-Blatt-Rotor, Ventimotor



Bild 14 Ein-Blatt-Rotor, Hütter





- Bild 5: Projekt Honnef, Gegenlauf-Rotoren, 3 auf einem Mast montiert, Sturmstellung. Vorderer Rotor 120 m Ø, hinterer Rotor 160 m Ø. Der zweite Rotor greift in die ungestörte Luftströmung. Erklärung im nächsten Bild.
- Bild 6: Windgeschwindigkeitsabminderung hinter einem Rotor. Nimmt man das Verhältnis von  $v_3/v_1 = 1/3$  an (Verhältnis von Anström- zu Abströmgeschwindigkeit), so bleibt für den zweiten Rotor nur noch 1/27 Leistungsanteil gegenüber dem vorderen Rad übrig. Das wird etwas verbessert, da der zweite Rotor wegen der umlaufenden Komponente  $c_{u1}$  eine etwas grössere Anströmgeschwindigkeit erfährt. Stator- und Rotorteil des Generators sind in je einem Rad integriert. Dadurch ergibt sich eine höhere relative Geschwindigkeit der Pole zueinander. Es werden grössere Schnittzahlen der magnetischen Feldlinien erreicht. Mit steigender Ausgangsleistung tritt jedoch der Effekt ein, dass der hintere Rotor zum Stillstand kommt, da ja keine Zwangsverbindung, kein Getriebe zwischen den beiden Rotoren besteht. Wie bei der "Noah"-Anlage muss deshalb ein Planetengetriebe für den Zwangsgleichlauf der beiden Rotoren eingebaut werden.
- Bild 7: Gegenlauf-Rotormodell Honnef.
- Bild 8: Honnef Ringgenerator 2 x 9 m Ø, 20 kW, Bötzw bei Berlin, 1943.
- Bild 9: Honnef 10 m Ø Ringgenerator, Sturmstellung.
- Bild 10: Honnef Windräder auf dem Wasser, vergleiche Holland-Projekt 1975.
- Bild 11: Ventimotor-Testfeld, Weimar 1942.
- Bild 12: Ventimotor-Testfeld, 3 Anlagen, 2DC, 8 m Ø, 10 kW Anlagen, 1 AC, 18 m Ø, 50 kW Anlage.
- Bild 13: Windkanalmessungen am 3-Blatt-Rotor, Ventimotor GmbH.
- Bild 14: Einblattrotor Hütter, kein Getriebe, Luftturbine im Zentrum, Generator bildet Gegengewicht, frühes Hütter "Andreau"-System 1946, hohe Verluste der strömenden Luft durch die Luftturbine hin zur Rotorblattspitze (Luftaustritt), kein guter Wirkungsgrad. Den Einblatt-



rotor hat die Firma Boeing/Vertol Company auf der Windkraftkonferenz in Stockholm in einer Kostenoptimierungsstudie wieder aufgegriffen.

- Bild 15: Adrar Sahara, 15 m Ø Nordwind-Anlage, Fa. D.Stein GmbH nach 1945 gegründet, Leistung 100 m<sup>3</sup> Wasser/Stunde bei 40 m Förderhöhe.
- Bild 16: Adrar Sahara, Nordwind-Anlage, Hochhieven des Rotors.
- Bild 17: Allgaier 10 m Ø, 6-8 kW-Anlage für Entwicklungsländer
- Bild 18: Allgaier-Anlage auf einer Farm in Südafrika.
- Bild 19: Allgaier-Anlage Südafrika, Errichtung des Mastes.
- Bild 20: Allgaier-Anlage Südafrika, Errichtung des Mastes.
- Bild 21: Allgaier-Anlage Südafrika, Hochhieven des Maschinensatz
- Bild 22: Allgaier-Anlage Südafrika, Anlage fertig aufgestellt.
- Bild 23: Wasserschöpfen in Indien, Porpandar, Nordwestküste des Kontinents.
- Bild 24: Wasserschöpfen in Indien.
- Bild 25: Allgaier-Anlage übernimmt das Wasserschöpfen.
- Bild 26: Allgaier-Anlage im Golf von Mexico auf einer Ölbohrinsel, 1958.
- Bild 27: 6 Allgaier-Anlagen treiben simultan eine 36 kW-Drehstrom Wasserpumpe im Parallelbetrieb an (Emsland).
- Bild 28: Rotorkopf der Allgaier-Anlage.
- Bild 29: Maschinensatz der Allgaier-Anlage.
- Wenden wir uns nun ganz kurz dem Ausland zu, um zu sehen, welche Entwicklungen dort stattgefunden haben.
- Bild 30: Russische 30 m Anlage, 100 kW, DC, Yalta, Schwarzes Meer 1931.
- Bild 31: Amerikanische 53,2 m Anlage / Smith-Putnam / 1250 kW installierte Leistung, 1934-45.
- Bild 32: Gedser Windmühle / Juul / 200 kW, 24 m Ø.
- Bild 33: Brown-Anlage 100 kW, 15 m Ø, Orkney-Inseln



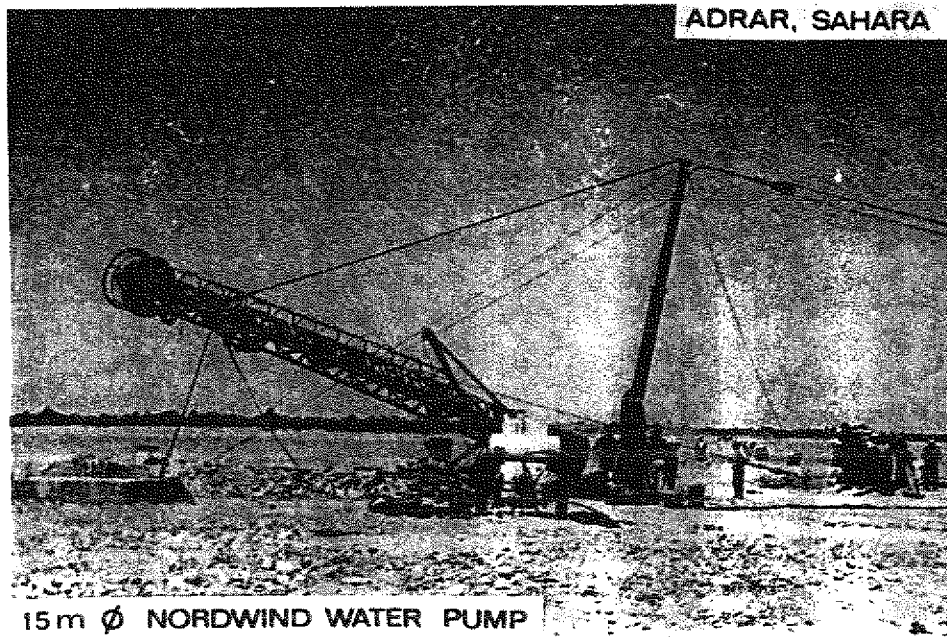


Bild 15 Adrar, Sahara, Nordwind-Anlage, Fa. Stein

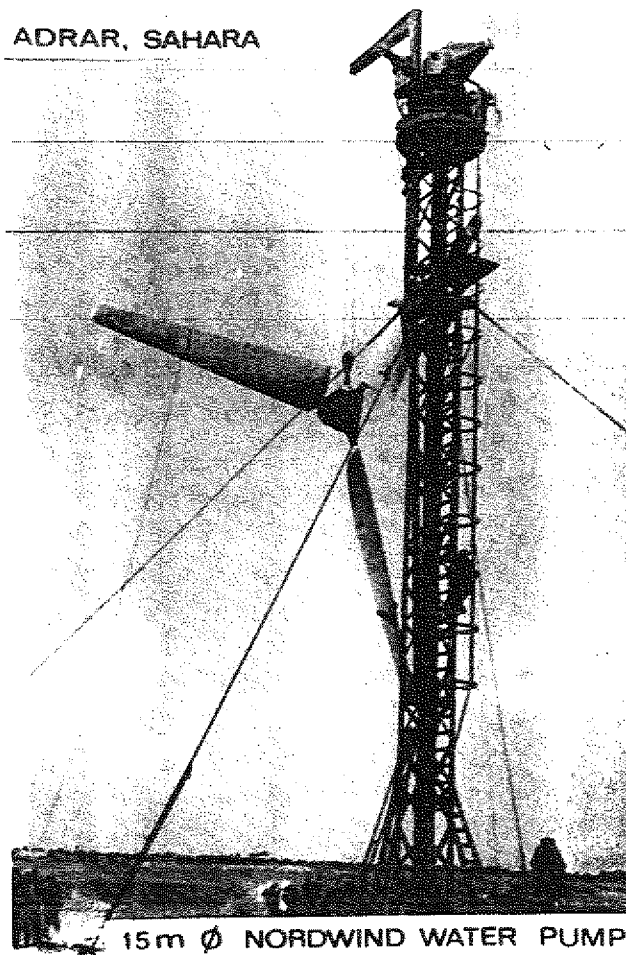


Bild 16 Adrar, Sahara, Montagebild



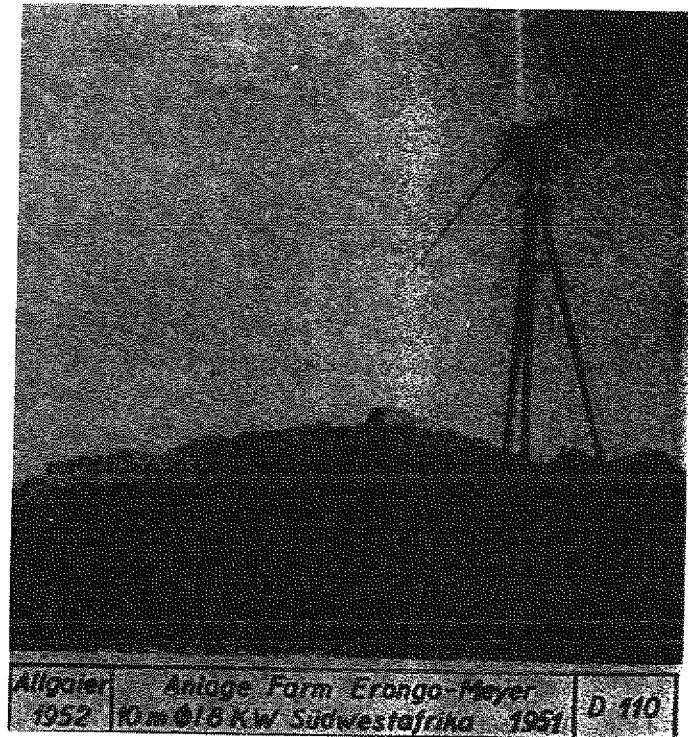


Bild 17 Allgaier-Anlage

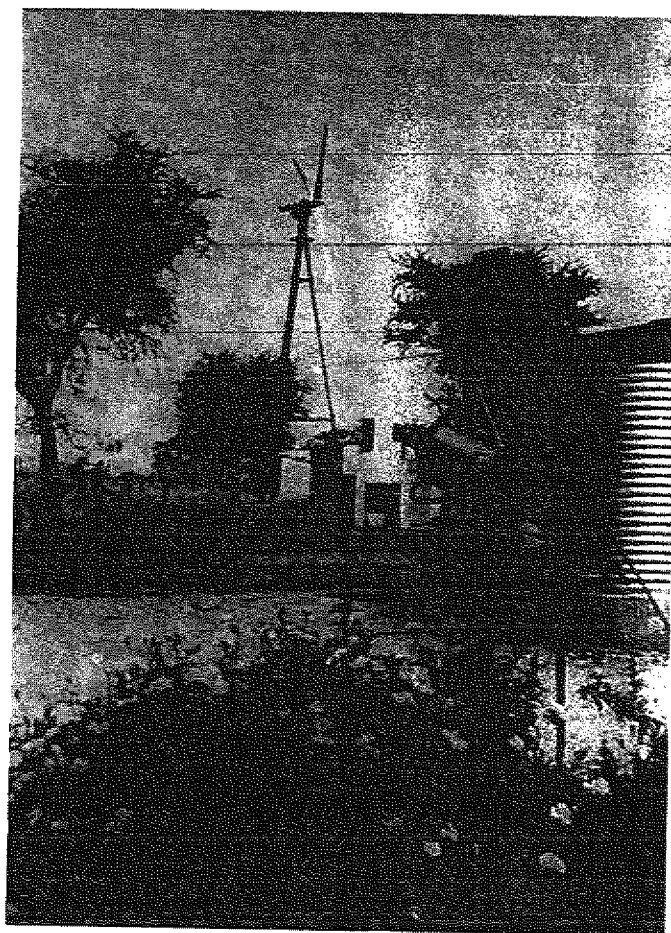


Bild 18 Allgaier-Anlage, Südafrika





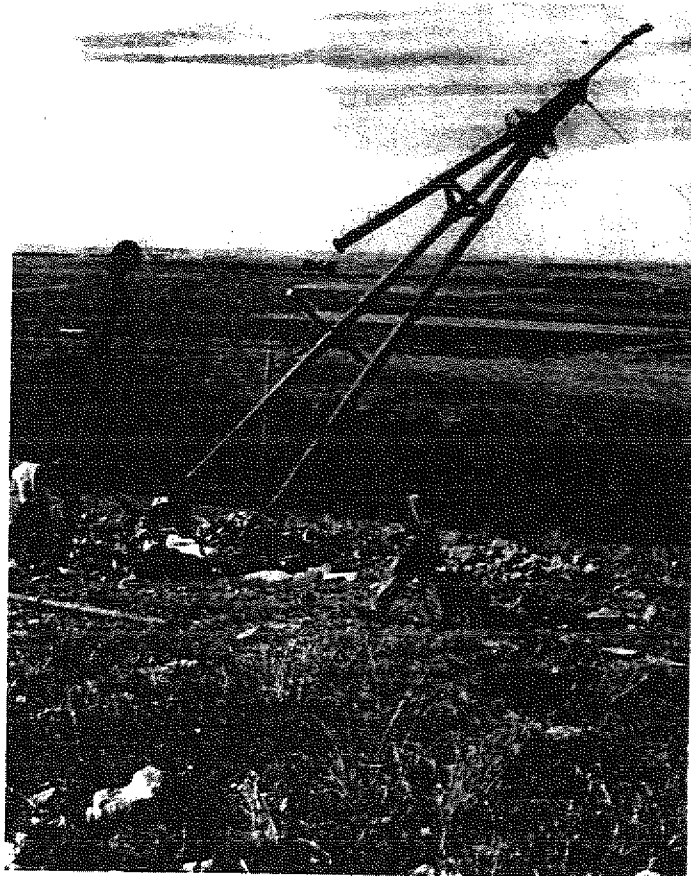


Bild 19 Montagebild, Allgaier-Anlage    Bild 20 Errichtung des Mastes

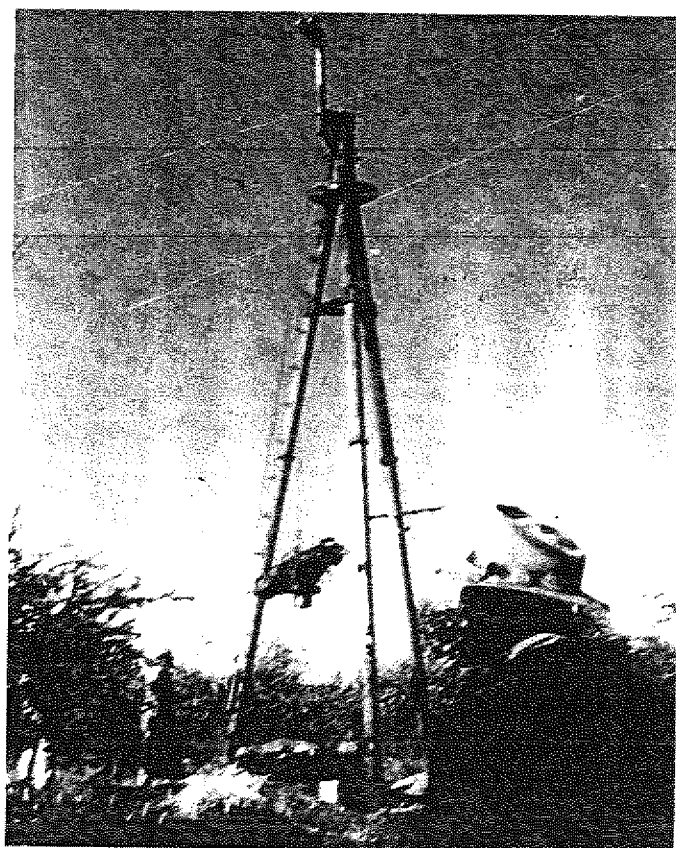


Bild 21 Maschinensatz-Einbau



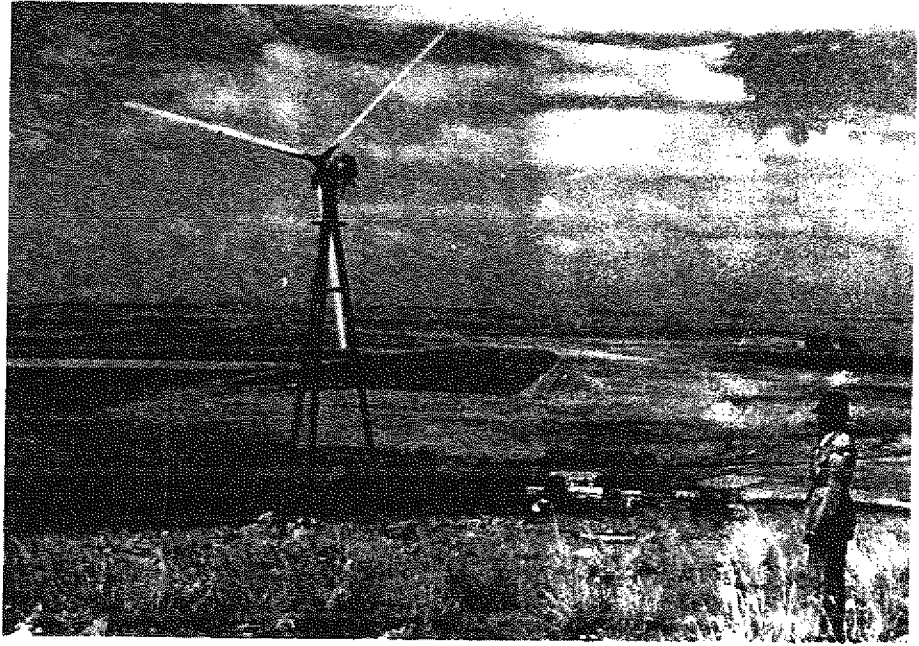


Bild 22 Allgaier-Anlage, Farm in Südafrika

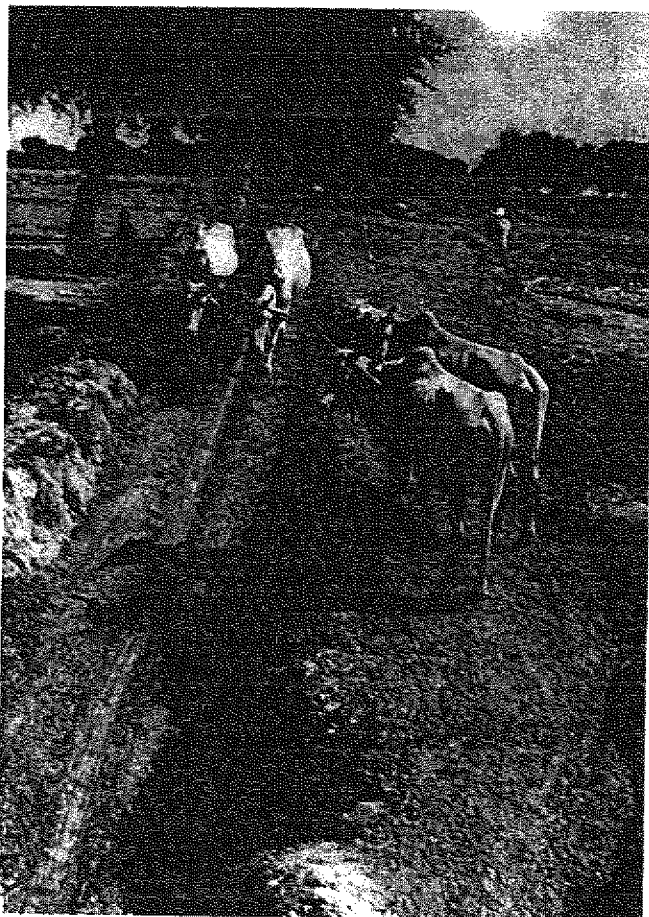


Bild 23 Wasserschöpfen in Indien

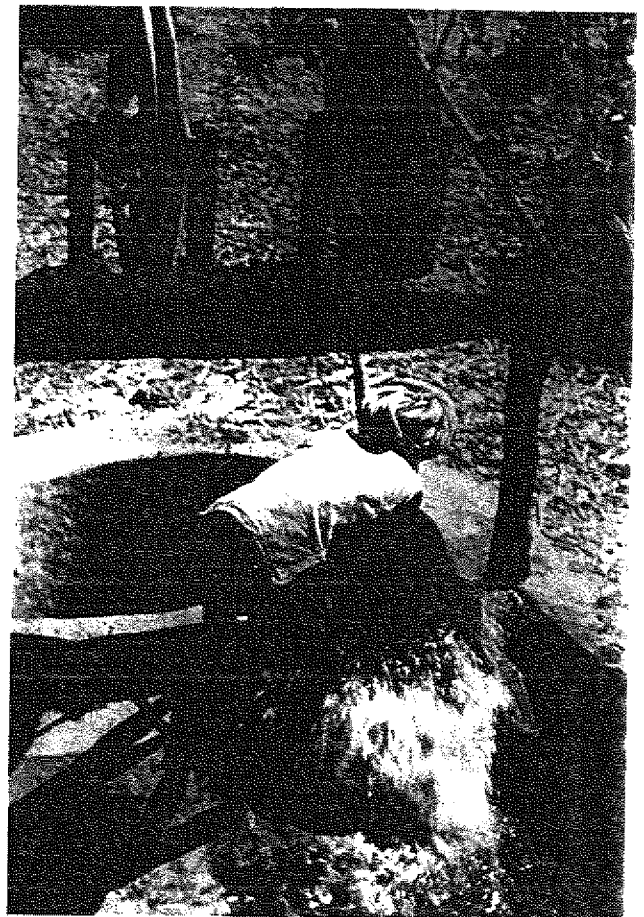


Bild 24 Wasserschöpfen in Indien





Bild 25 Wasserschöpfen mit Allgaier-Anlage

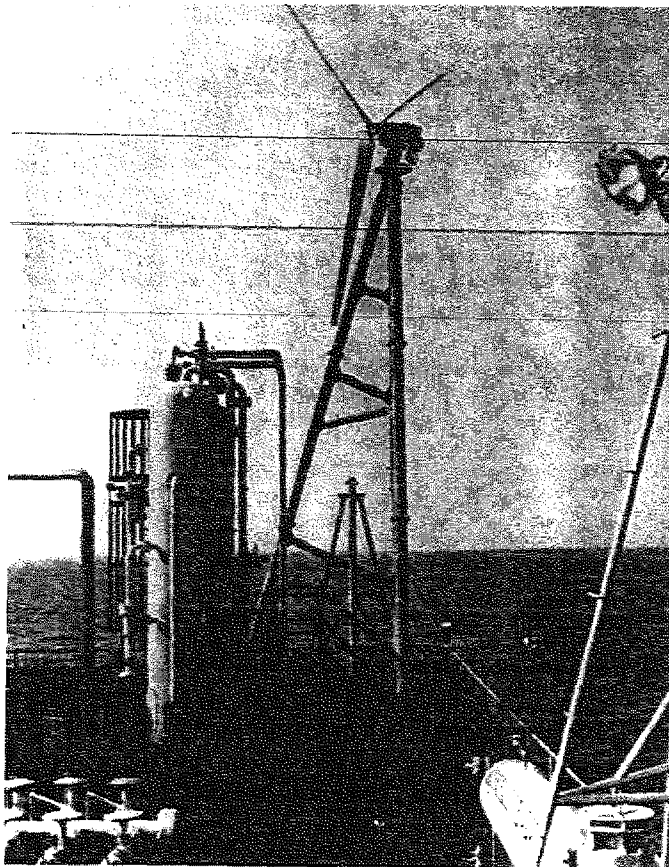


Bild 26 Allgaier-Anlage, Ölbohrinsel







Bild 27 Allgaier-Anlagen im Verbund



Bild 28 Rotorkopf, Allgaier-

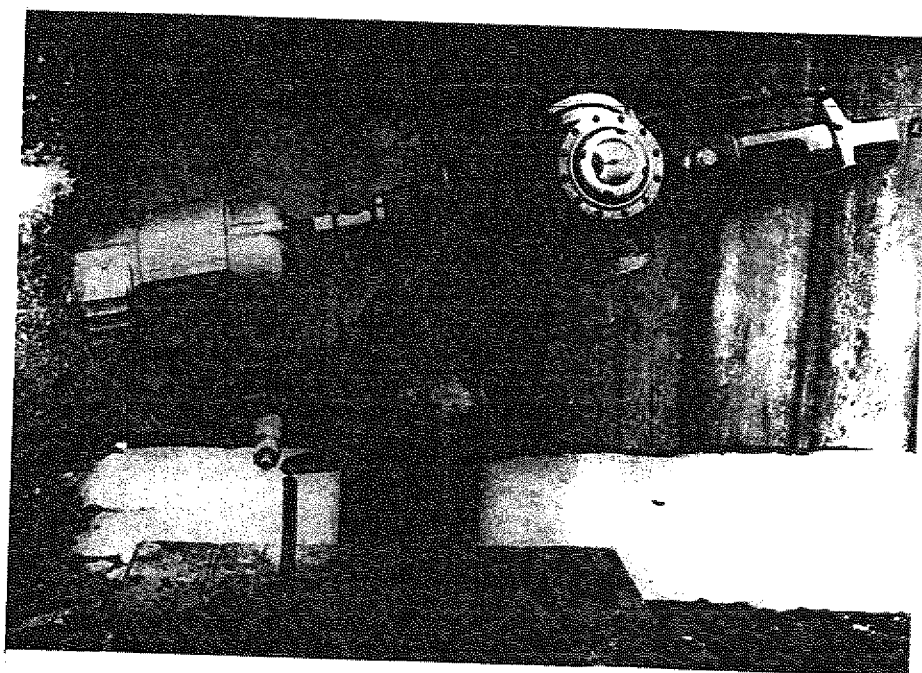
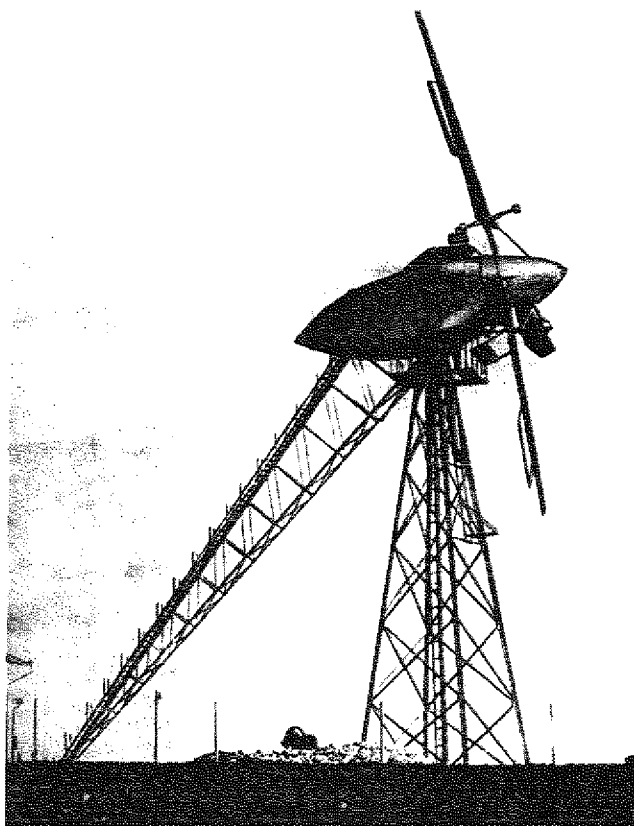


Bild 29 Maschinensatz der Allgaier-Anlage, 6 - 8 KW

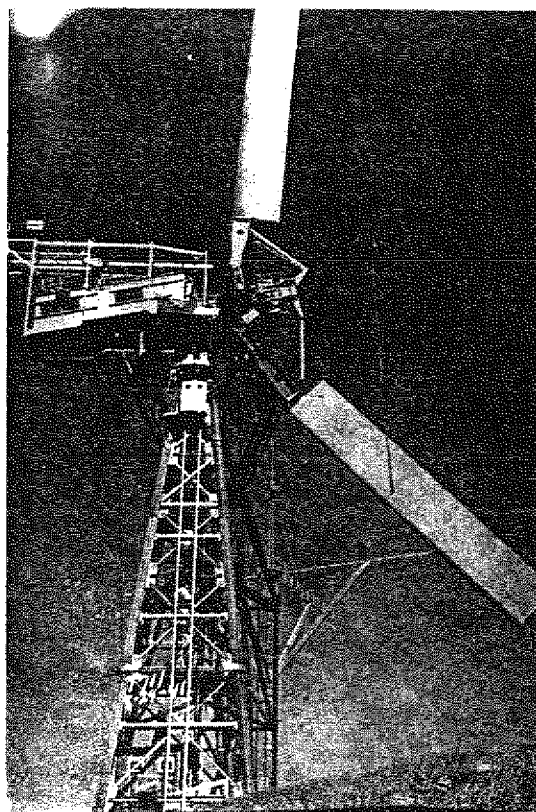






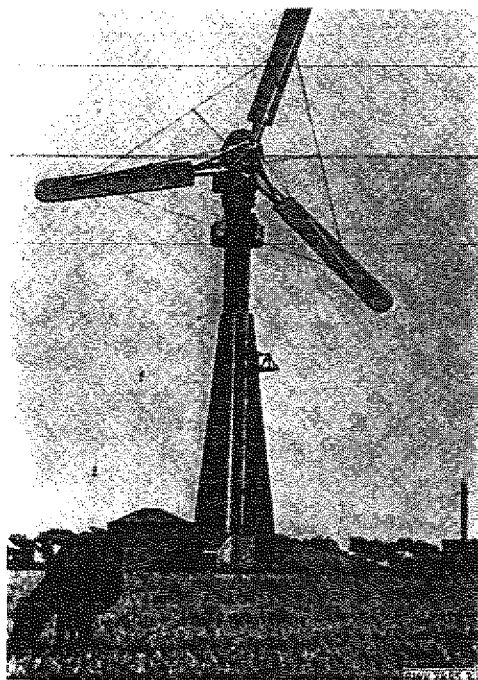
30 m Ø, 100 KW DC RUSSIAN WIND -  
TURBINE, YALTA, BLACK SEA, 1931.

Bild 30 Russische Anlage



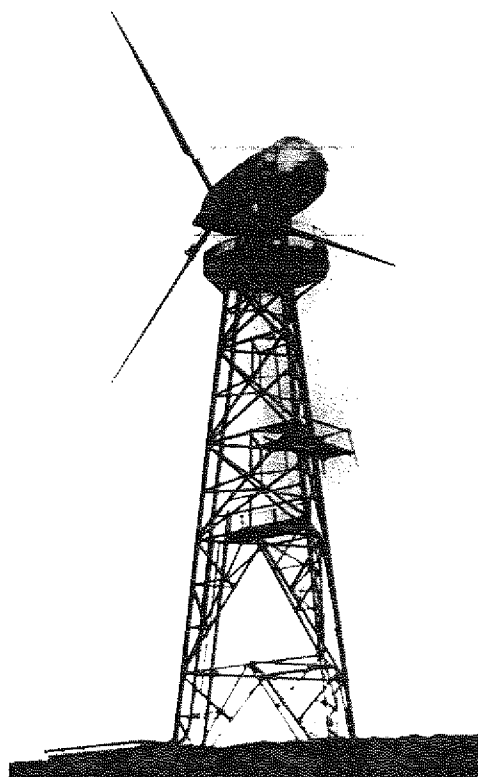
53,2m Ø, 1250 KW, SMITH-PUTNAM  
WIND-TURBINE, GRANDPA'S KNOB,  
USA 1934-1945

Bild 31 Anlage in den USA



200 KW, 24 m diameter,  
plant of J. Juul  
SYDSTSJAE LLANDS ELEK-  
TRICITETS AKTIESELSKAB  
(SEAS) GEDSER DENMARK  
1952

Bild 32 Anlage in Dänemark



15 m Ø, 100 KW, JOHN BROWN  
WIND-TURBINE, ORKNEY, ENGL.

Bild 33 Englische Anlage



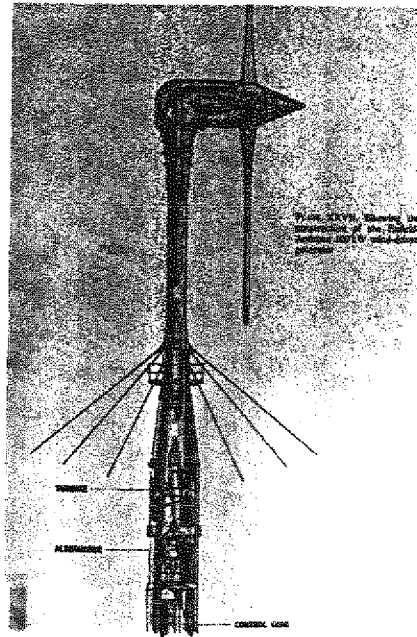


Bild 34 Enfield-Andreau-Anlage, England

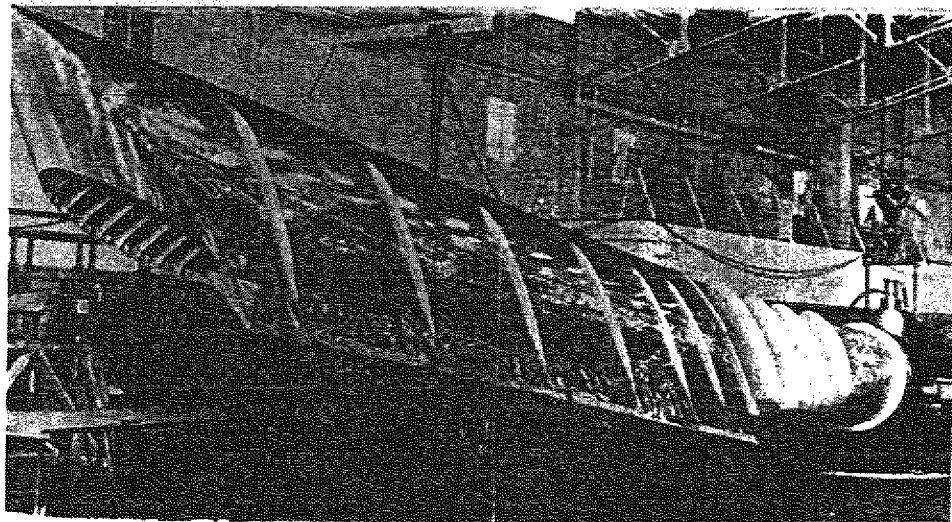
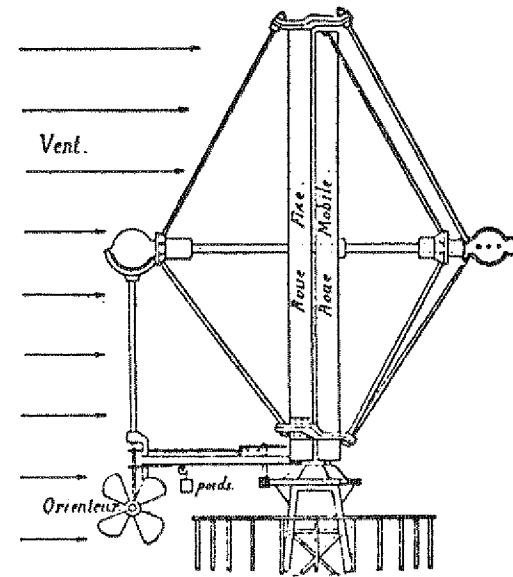
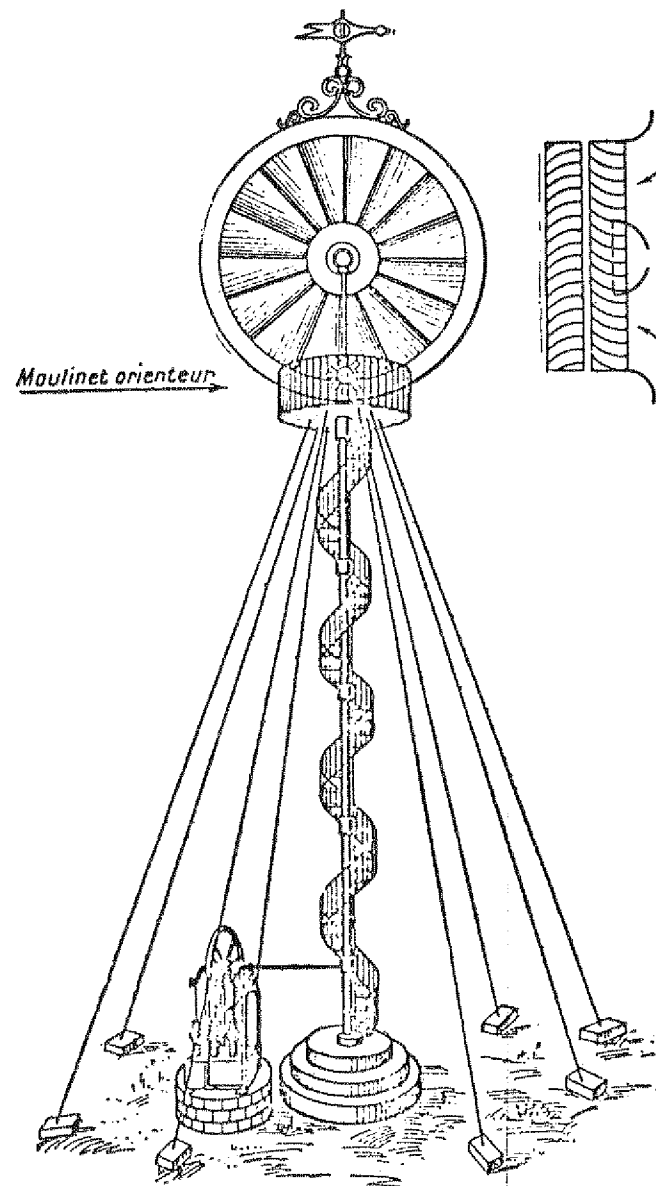


Bild 35 Rotorblatt der Enfield-Andreau-Anlage



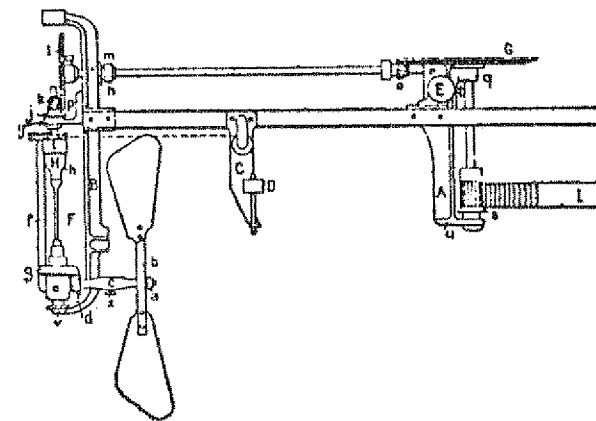
Bild 36



SCHEMA

"ÉOLIENNE" von ERNEST BOLLÉE

PATENT Nr. 167 726 von 1868



SEITENRAD



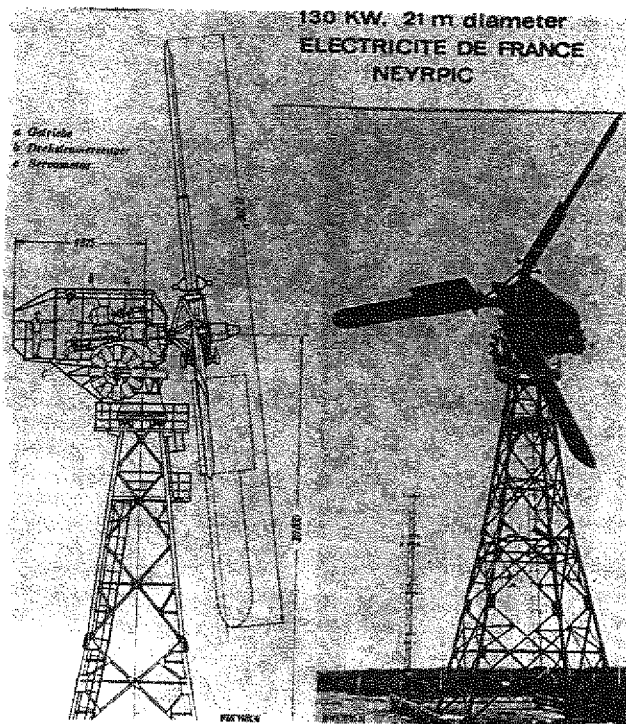


Bild 37 Französische Anlage

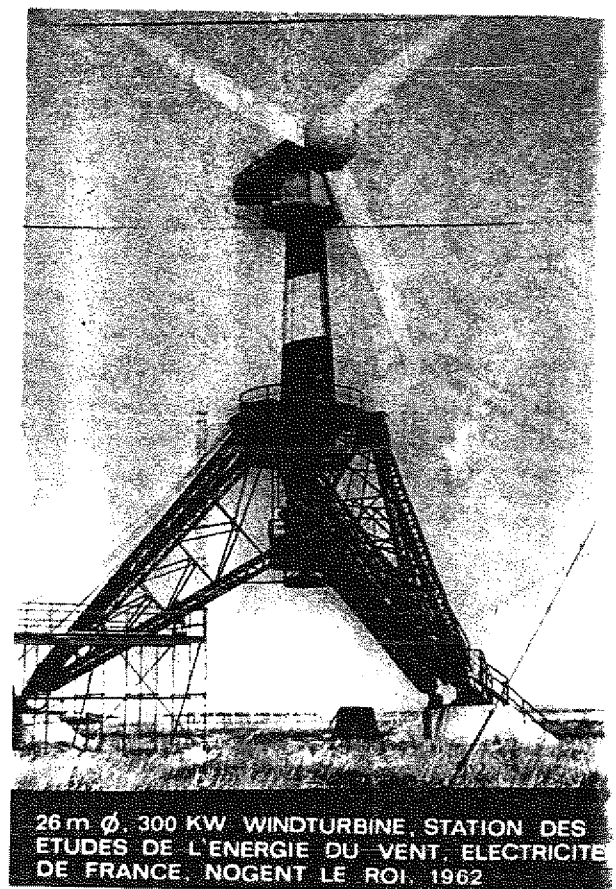


Bild 38 Französische Anlage

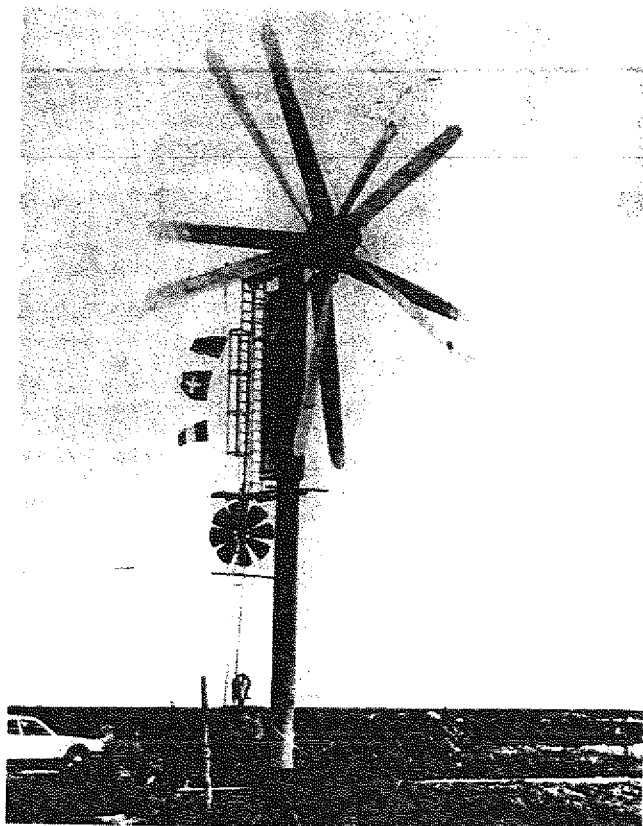


Bild 39 Noah, Doppelrotor-Anlage





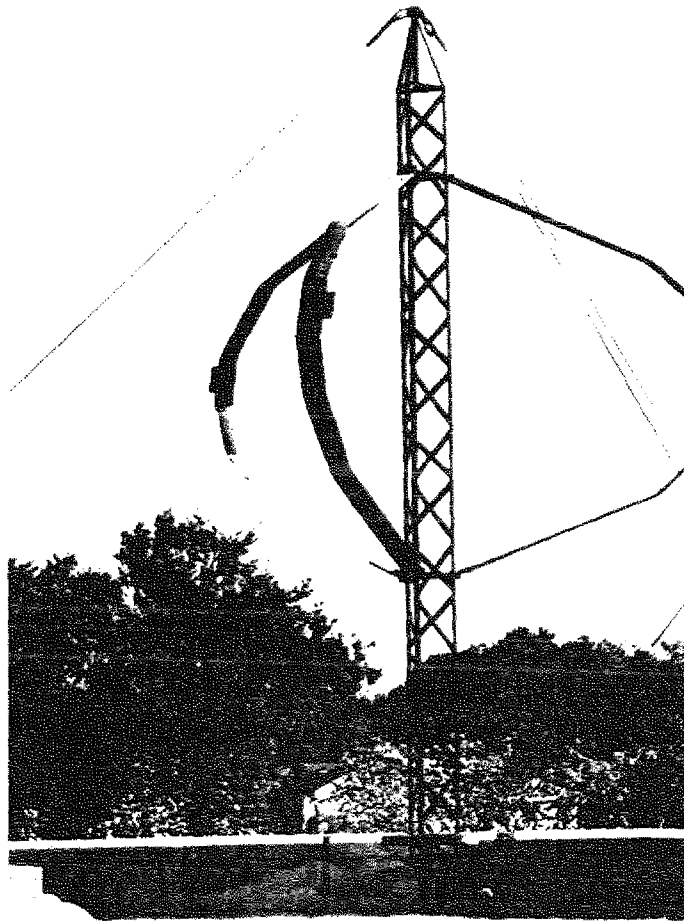


Bild 40 Vertikal-Windkraftanlage



Bild 41 Jean Fisher, Dänemark, Windkraft-Turm



- Bild 34: Enfield-Andreau Anlage 100 kW, 24 m Ø, St.Albans 1953, 60 Tonnen Gewicht, Luftturbine im Mast-Mittelteil, ohne starre Verbindung zum Rotor, sehr hohe Strömungsverluste, die Luft strömt durch die hohlen Rotorblätter an die Flügelenden und tritt dort aus.
- Bild 35: Rotorblatt der Enfield-Cables Anlage.
- Bild 36: Doppelrotor-Anlage von Ernest Bollée, Frankreich, 1868 patentierte Verstellung mit Seitenrad.
- Bild 37: Électricité de France, Neypric, 130 kW, 21 m Ø.
- Bild 38: Électricité de France, Nogent le Roi bei Paris, 300 kW 26 m Ø, 1962.
- Bild 39: Noah, Doppelrotor-Anlage mit gegenläufigen Rotoren, Sylt, 70 kW, 11 m Ø, 1973.
- Bild 40: Vertikal-Windkraftanlage, Wirkungsgrad ca. 0,3. ( $c_p$ -Wert) Denkt man sich die Rotorblätter gestreckt, arbeitet man mit einer wesentlich grösseren Rotorfläche  $F_\phi$  bei einem Wirkungsgrad von ca. 0,45 bei gleichem Materialaufwand für die 3 Rotorblätter.
- Bild 41: Jean Fischer, Dänemark, mit seinem Windkraftturm-Modell in Stockholm anlässlich des "Workshop on Advanced Wind Energy Systems" vom 29-30 August 1974.

Nach diesem kurzen Blick auf Projekte des Auslands - zurück nach Deutschland zur Windkraftanlage W34/100 der Studiengesellschaft Windkraft e.V. Stuttgart.

Die Energiekrise hat dieses Projekt wiederbelebt, das nicht nur meiner Meinung nach noch heute den letzten und neuesten Stand der Technik hinsichtlich Aerodynamik, Wahl der Werkstoffe sowie Optimierung aller Systeme darstellt.

- Bild 42: W34/100 Windkraftanlage der im Dezember 1949 gegründeten gemeinnützigen Studiengesellschaft für Windkraft e.V. Stuttgart.  
Rotor ist leewärts angeordnet.
- Bild 43: W34/100, Errichtung des Mastes.
- Bild 44: W34/100, Maschinensatz.
- Bild 45: W34/100, Hochhieven des Maschinensatzes.



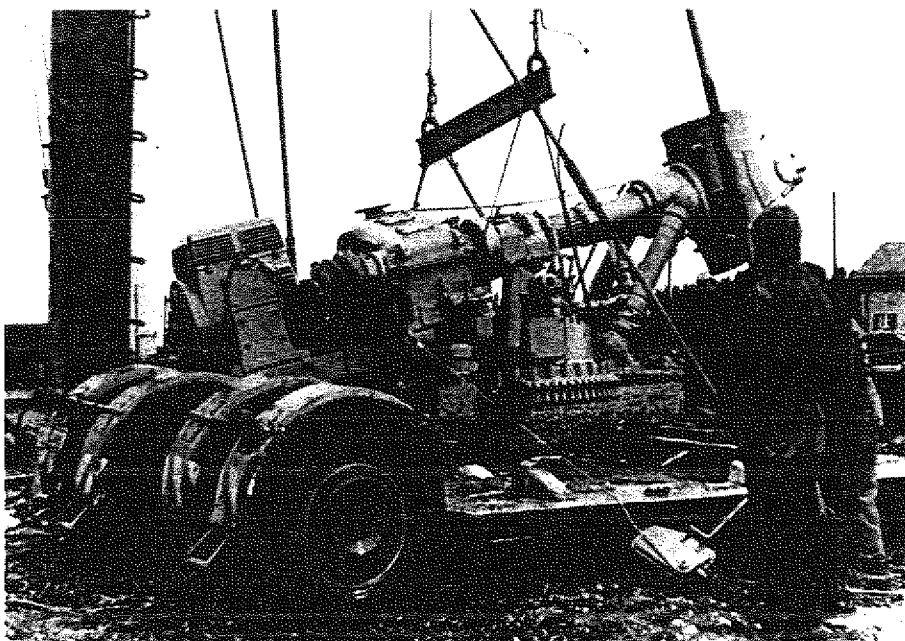


Bild 44 W 34/100, Maschinensatz-Anlieferung

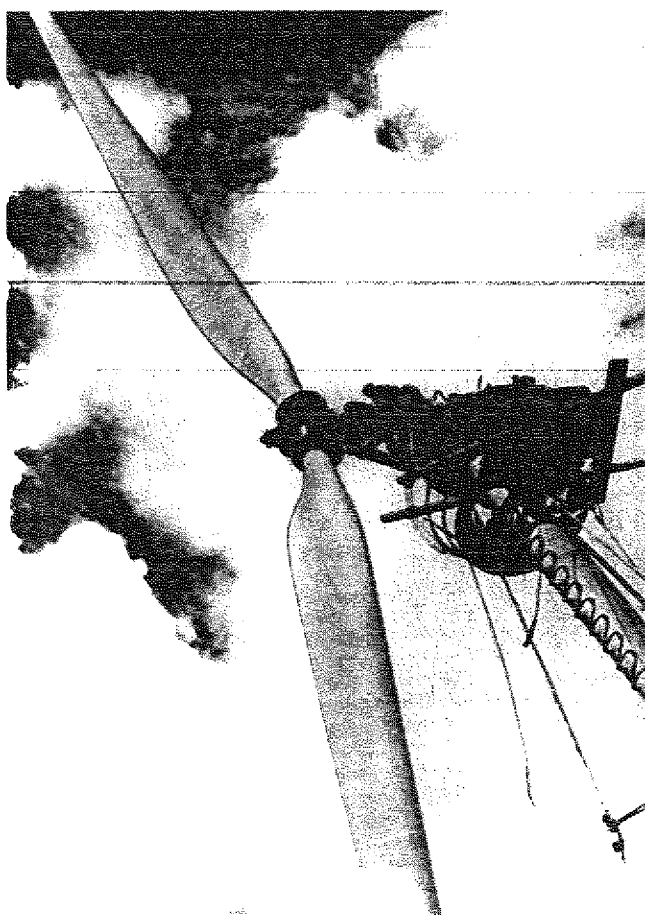


Bild 42 W 34/100, System Dr. Hütter

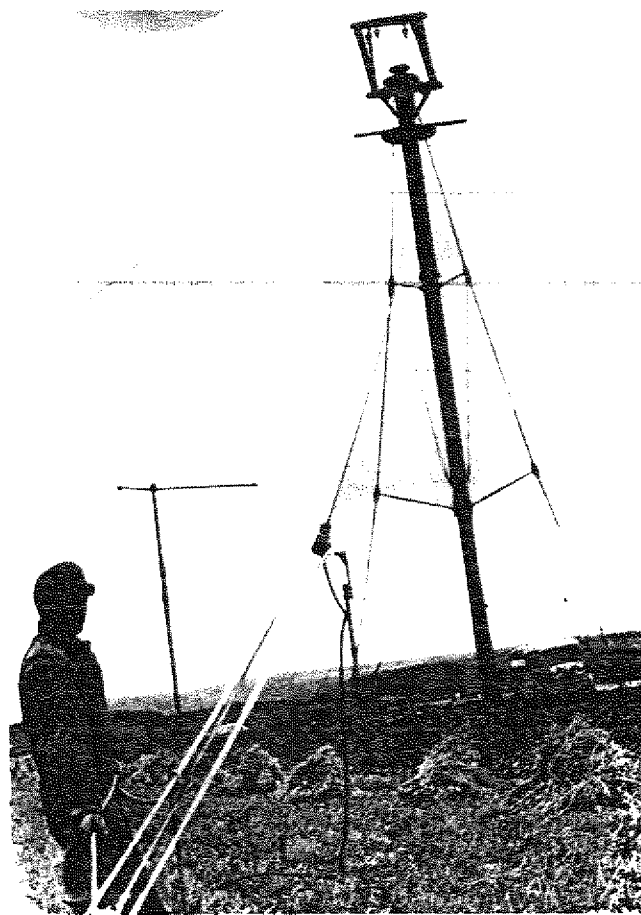


Bild 43 W 34/100, Mastaufstellung



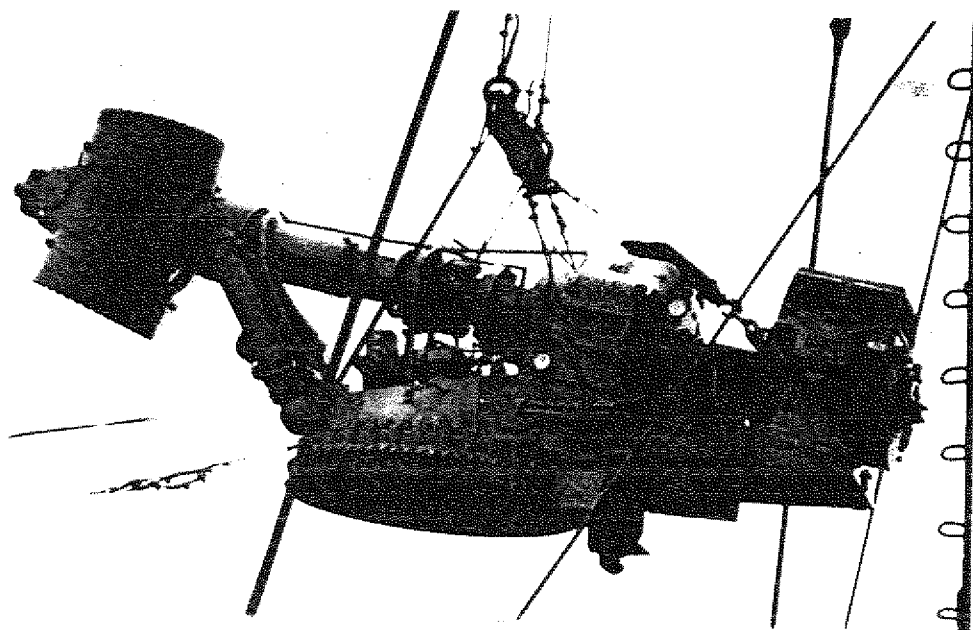


Bild 45 W 34/100, Hochhieven des Maschinensatzes

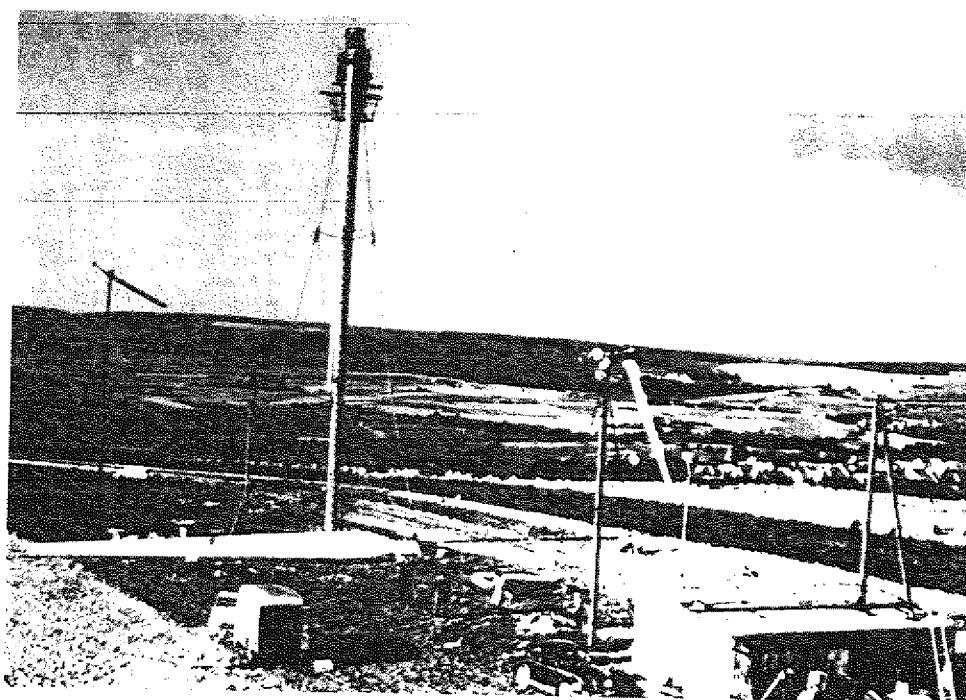


Bild 46 W 34/100, Flügelmontage





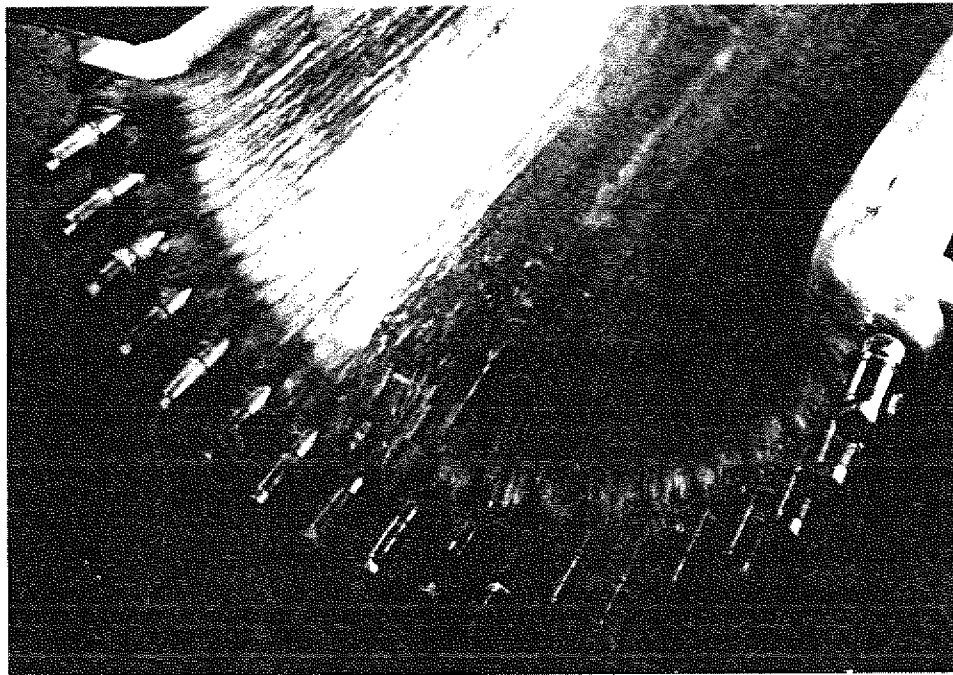


Bild 47 W 34/100 Flanschherstellung ("Hütter"-sche Schlaufenmethode)

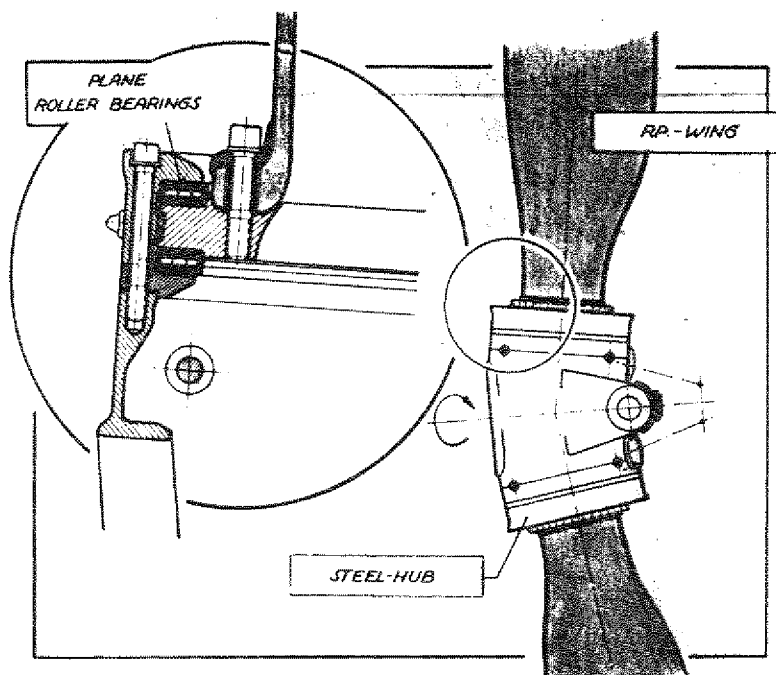


Bild 48 W 34/100 Lagerzeichnung (Flügelverstellung)



Bild 46: W34/100, Flügelmontage.

Bild 47: W34/100, Flanschherstellung, "Hütter"-sche Schlaufenmethode.

Bild 48: W34/100, Schemazeichnung der Lager für die Flügelverstellung.

Als Abrundung der Vorstellung dieser Windkraftanlage zeige ich Ihnen jetzt einen 16 mm - Farbfilm vom Betrieb am Aufstellungsort. Von den Betriebserfahrungen mit dieser 100 kW-Windkraftanlage der Studiengesellschaft Windkraft e.V. Stuttgart liegen für Sie Sonderdrucke aus. Weitere Kopien können durch das Institut für Flugzeugbau der Universität Stuttgart zur Verfügung gestellt werden.

Film (ca. 6 Minuten).

Die Anlage stand von 1959 bis 1968 in Stötten auf der Schwäbisch Alb. Der zweiflügelige Rotor von 34 m Durchmesser erreichte den höchsten jemals an einer Windkraftanlage gemessenen Leistungsbeiwert. Dieser Wert liegt nahezu bei 80% des Höchstwertes für die theoretisch mögliche Energieausbeute aus einer Luftströmung mit einem freifahrenden Rotor.

Trotz des fast 7-jährigen Dornröschenschlafes erkannte die NASA, die amerikanische Weltraumbehörde, die Qualität und den hohen technischen Stand dieser Windkraftanlage. Aufbauend auf diesem System nach Professor Hütter wird im Jahre 1975 in den USA eine 100 KW-Anlage, ähnlich der Stöttener Anlage, errichtet, auf der dann die weiteren Untersuchungen der NASA beruhen. (Siehe auch Technical Memorandum NASA TM X - 71585, das in Kopien ebenfalls für Sie ausliegt).

Die Rotorblätter für die amerikanische Anlage werden eventuell in Deutschland angefertigt, besitzen wir doch in unserem Land die grössten Erfahrungen im Bau von Segelflugzeugen aus glasfaserverstärkten Kunststoffen (GFK).

Das Erfahrungen-Sammeln begann mit den ersten Composite-Großbauteilen, eben diesen freitragenden 17 m - GFK-Flügeln für die Stöttener Anlage. Heute können ausgereifte Verfahren aus dem Segelflugzeugbau zurückwirken auf die Herstellung von Windkraftrotoren.



### 3. Theoretische Zusammenhänge.

Man stelle sich einen schwarzen Kasten vor, eine "black box", - an einer Stirnfläche möge Luft mit einer bestimmten Geschwindigkeit  $v_1$  eintreten - und auf der gegenüberliegenden Seite mit  $v_3$  austreten.

In der "black box" entziehen wir der Luft Energie, es sei zunächst nichts darüber ausgesagt wie, ob mit einem Einblatt-Rotor, einem Windrad mit 20 Flügeln oder einem Doppel-Gegenlauf-Rotor. Betz ermittelte schon vor 1920, dass man eine maximale Energieentnahme erzielen kann, wenn das Verhältnis  $v_3/v_1 = 1/3$  wird, wobei höchstens  $16/27 = 0,59259$ , also maximal ca. 60% der in einem Luftstrom enthaltenen Energie, mit einem Rotor entzogen werden kann (gerechnet ohne Drall und Reibung).

Im nächsten Bild (49) sehen Sie Leistungsbeiwerte  $c_p$  (p von power) für eine Vielzahl von vermessenen Rotoren, aufgetragen über der Schnellaufzahl  $\lambda = u/v$  (Quotient aus Umfangs- zu Anströmgeschwindigkeit).

An jeder Kurve befindet sich die Rotor-Blattanzahl.

Eingetragen ist ausserdem der gerechnete Verlauf für die Blattzahlen 2 und  $\infty$  mit Gleit Zahlen 170 bzw.  $\infty$ .

Gleichzeitig ist in diesem Diagramm die Flächendichte oder Blattbreiten-Funktion  $\psi$  aufgetragen, ein direktes Maß für die Blattbreite der einzelnen Rotorblätter. Mit steigender Schnellaufzahl sinkt die Flächendichte und damit die Blattzahl  $z$  bei gleicher Blattbelastung.

Der grösste jemals gemessene  $c_p$ -Wert einer Anlage wurde mit der Stöttener W34/100 Anlage bei einem  $\lambda$  von 14 erzielt (aus 740 einzelnen Messpunkten).

Im nächsten Bild (50) sehen Sie den Verlauf der Rotorflächendichte  $\psi$ . Über der Schnellaufzahl bis hinaus zum Wert 24, mit dem Geschwindigkeitsverhältnis vor und nach der Rotordurchströmung ( $\xi = 1/3$ ) als Parameter, sinkt die Flächendichte  $\psi$  auf 1 Promille, bezogen auf 100% bei  $\lambda = 0$ .

Nur die notwendigen Festigkeiten setzen der Schlankheit der Blätter eine Grenze.









$$f = \frac{zt(r)}{2r\pi} \quad \text{blade - shape-function}$$

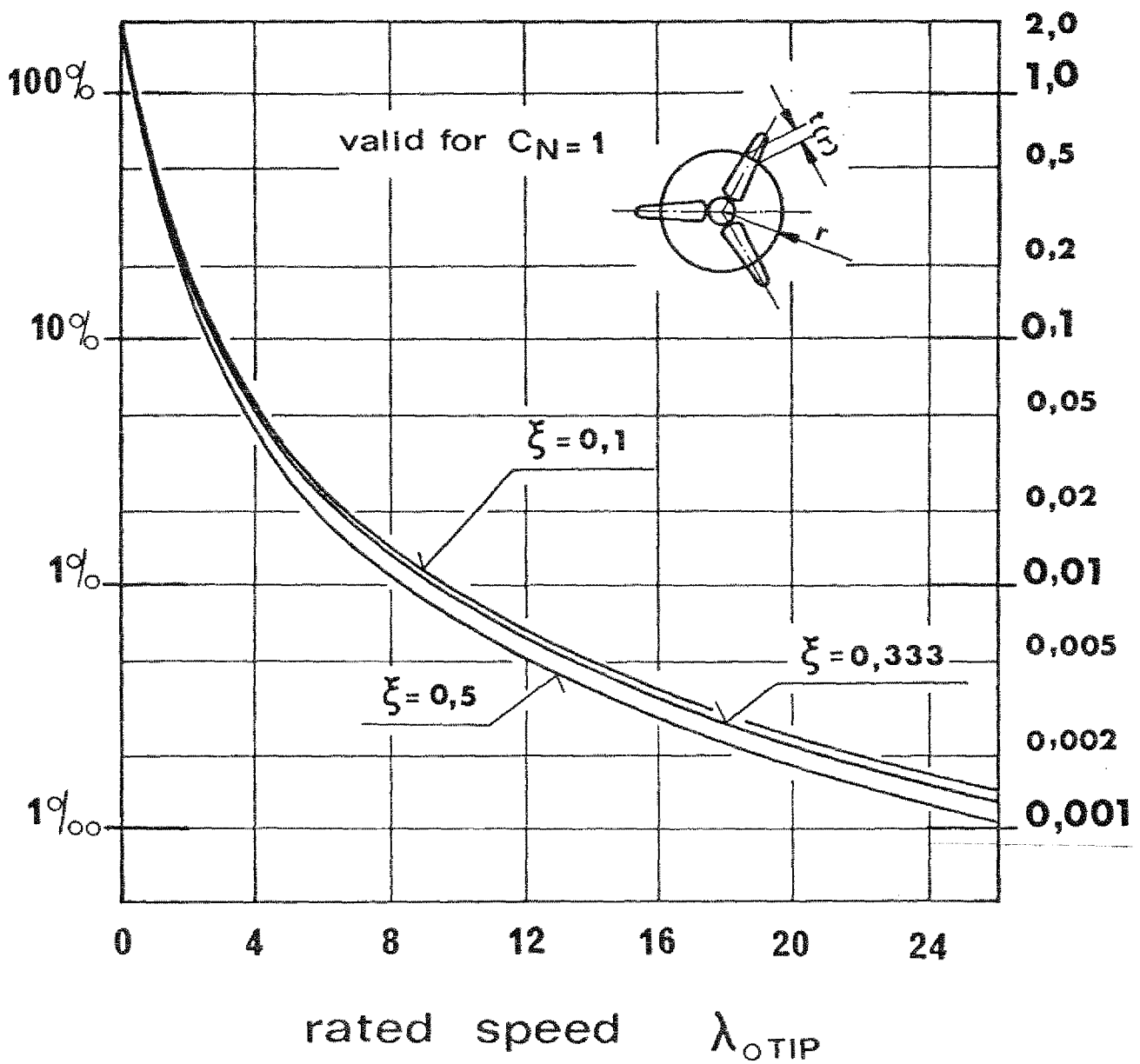


Bild 50



Im Bild (51) wird ein besonderes Problem aufgezeigt. Von besonderer Wichtigkeit beim Schnellläufer (das sind Rotoren mit  $\lambda$  über 3,5) ist das Verhältnis Lift/Drag, also Auftrieb zu Widerstand der Rotorblätter. Eingezeichnet ist für verschiedene Profile der Verlauf dieses Verhältnisses über der Reynoldszahl  $Re$ .

Darunter kann man den Reynoldszahl-Bereich erkennen, in welchem wir uns mit zwei ausgewählten Windkraftanlagen befinden (entsprechend 11 m  $\varnothing$  und 35 m  $\varnothing$ ). Mit steigender Anströmgeschwindigkeit (Leistung) wandert man von links nach rechts die Profilcharakteristik hinauf. Die Höhe des absoluten L/D-Bereiches richtet sich nach der Auswahl des Blattprofils.

Laminarprofile liegen im oberen Bereich. Durch Verwendung von Composite-Rotoren kann man eine so gute Oberfläche erzielen, dass die Strömung bei Laminarprofilen auch laminar gehalten werden kann.

Befinden sich Regentropfen auf den Blättern oder Verunreinigungen durch Staub und Sand, oder entsteht Eis-Ansatz, so sinkt das L/D Verhältnis ungefähr an die untere Grenze des gerasterten Bereichs.

Wird das bisher Gesagte nicht berücksichtigt, verwendet man mehr Blätter als aus der Theorie notwendig, werden diese Blätter auch noch zu breit gebaut, und wählt man zu guter letzt noch ein Profil mit schlechten Gleitzahlen, so erhält man ausser den höheren Kosten für überflüssigen Materialeinsatz sehr schlechte Auftriebsbeiwerte, siehe Diagramm (52), zum Beispiel für das Profil NACA 23012.

Die richtige Blattauswahl ist für Schnellläufer von größter Wichtigkeit. Berechnungen des optimalen  $c_p$ -Wertes ergeben die folgenden Kurven, wenn man über den ganzen Rotor-Radius integrieren sowie den Einfluss von Reibung, Drall in der Strömung, und die Blattzahl berücksichtigt. Bitte nächstes Dia (53). Bezogen auf den idealen Power-Koeffizienten - aufgetragen links - (rechts die absoluten Werte), erkennt man über der Schnellaufzahl bis hinauf zum Wert 70 den geringen Einfluss der Rotorblattanzahl  $z$  sowie den erheblichen Einfluss einer schlechten Profilgleitzahl, z.B. bei  $\lambda = 15$ .



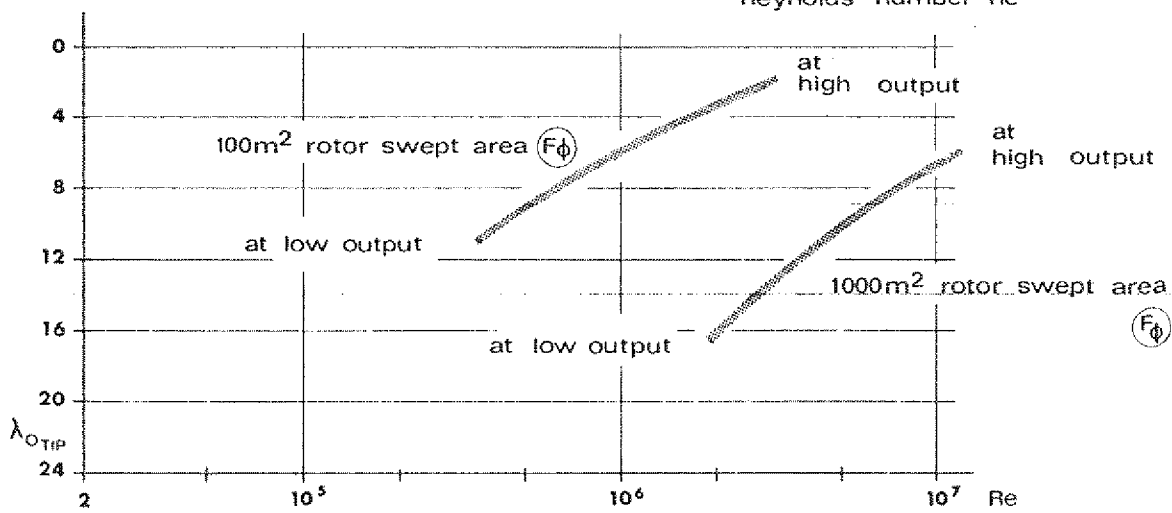
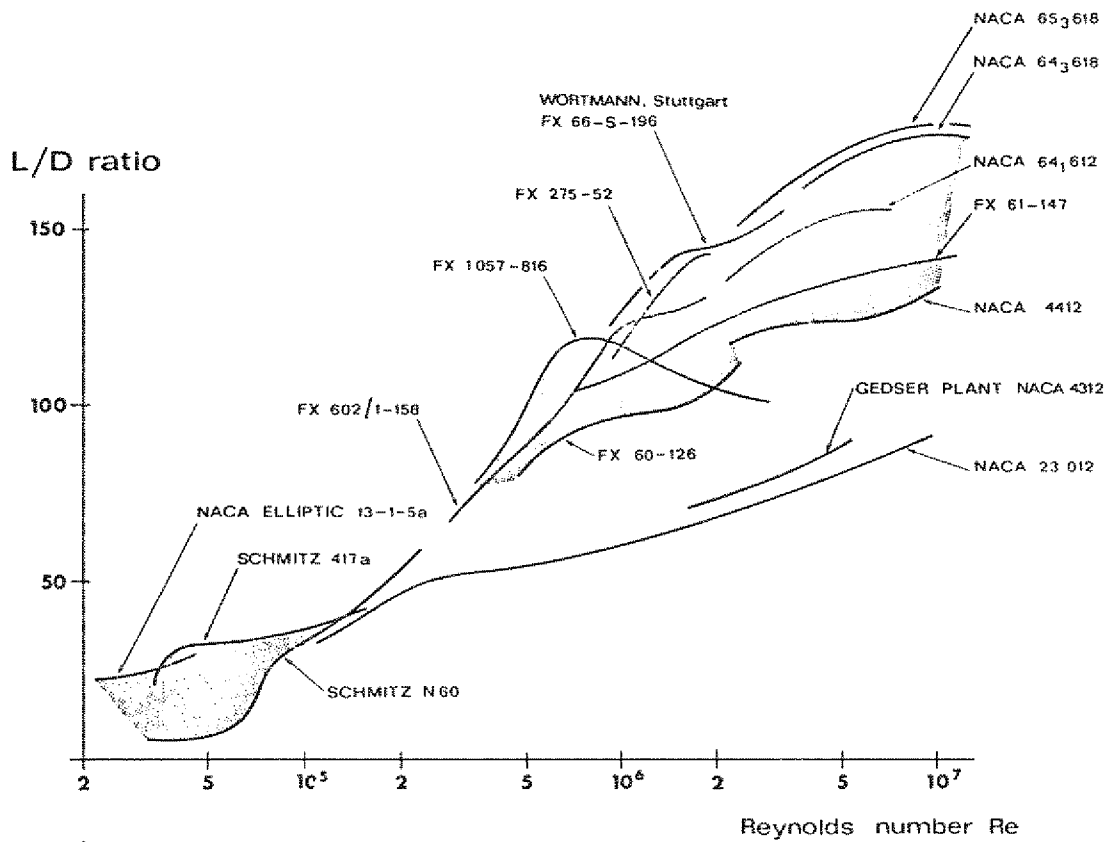
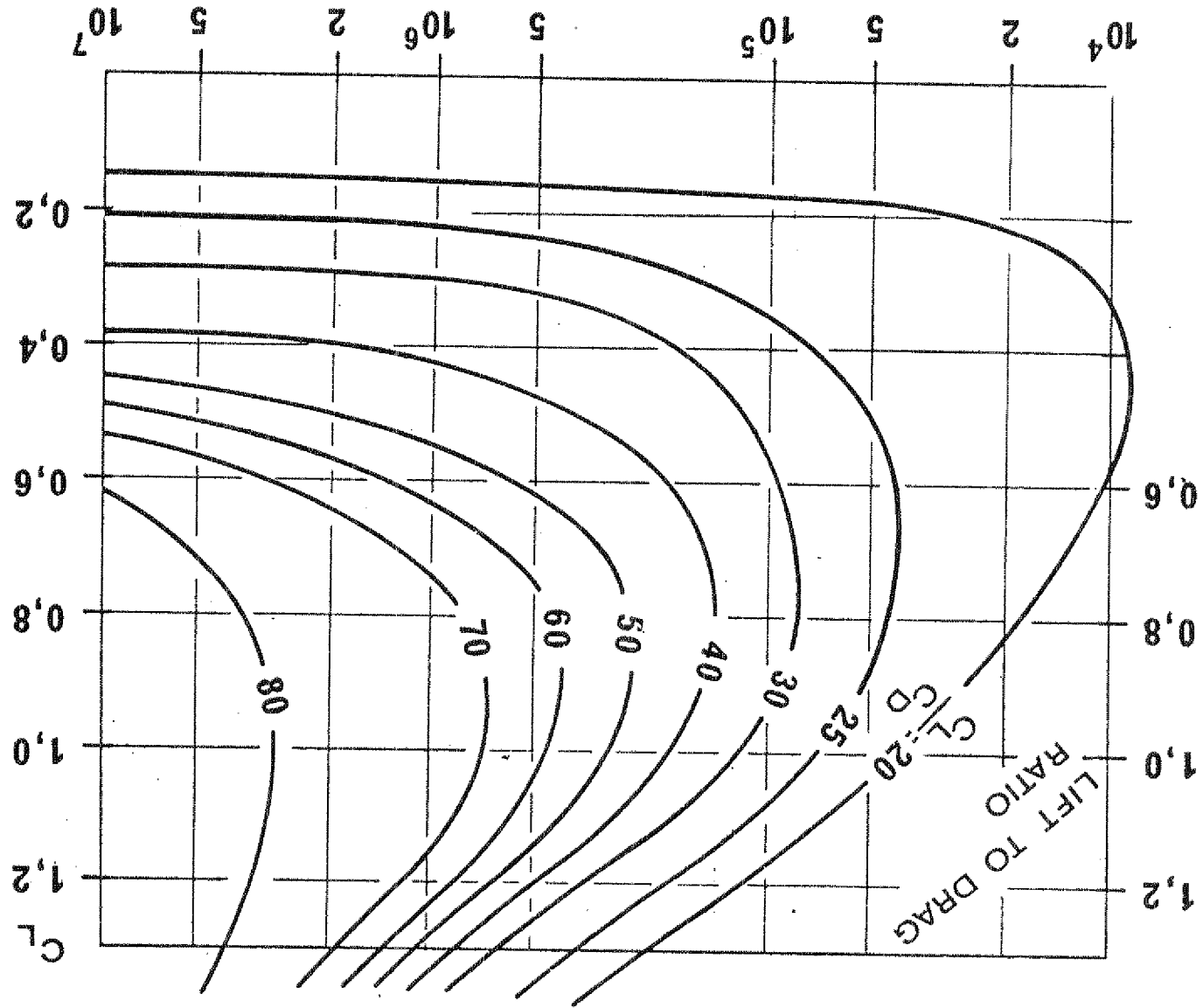


Bild 51



Bild 52



AIRFOIL NACA 23012

LIFT COEFFICIENT



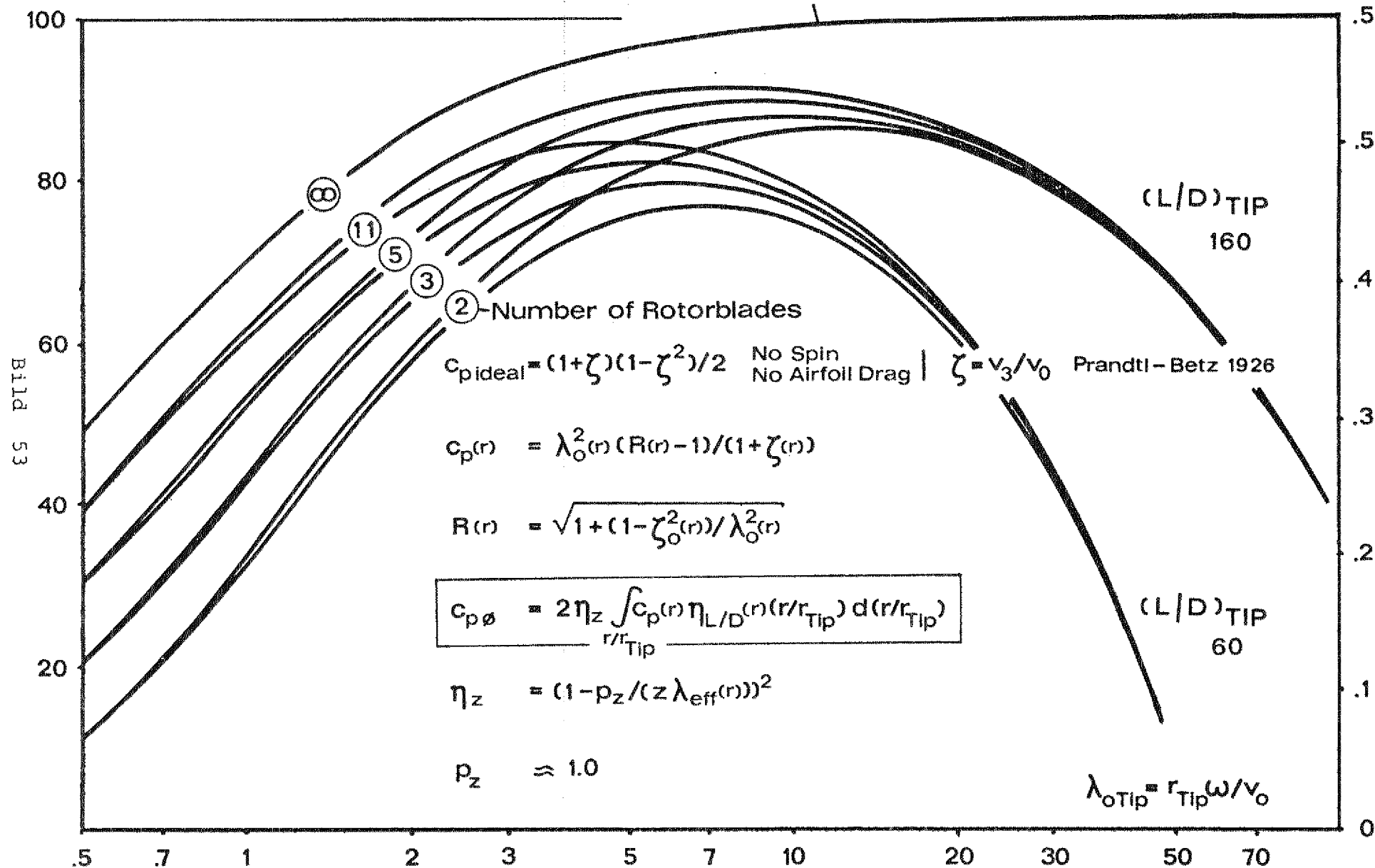


$C_{p\phi}/C_{p \text{ Ideal}} \cdot \%$

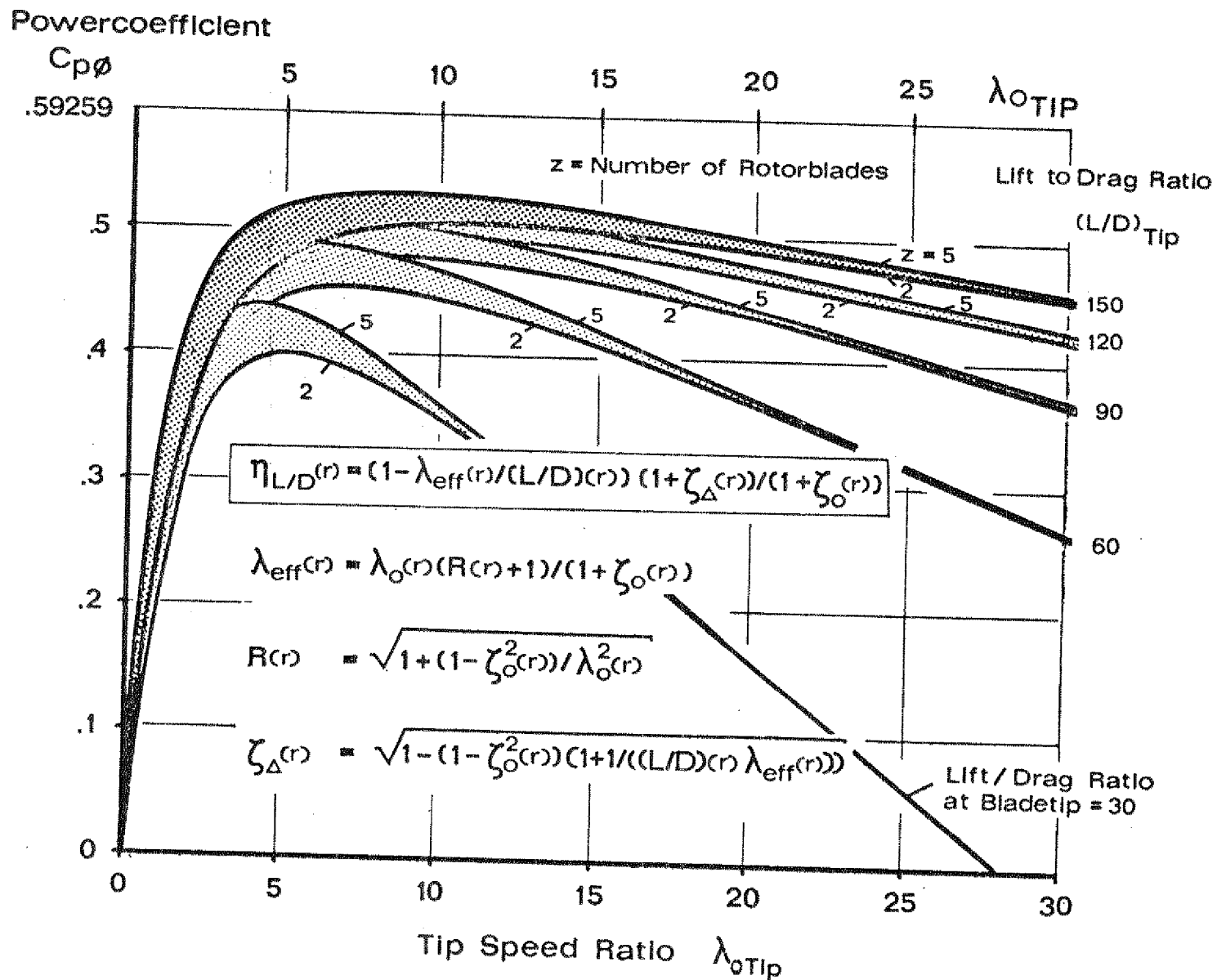
Ideal Values: Number of Rotorblades  $\rightarrow \infty$ ,  $(L/D)_{\text{Ratio}} \rightarrow \infty$

$C_{p\phi}$

.59259









Beim Schnellauf-Rotor wird mit steigendem  $\lambda$  der Reibungseinfluss der Strömung grösser, mit fallendem  $\lambda$  macht sich der Blattanzahleinfluss bemerkbar. Jedes Rotorblatt kostet Geld. Es lohnt sich nicht, wegen einer kaum merklichen Erhöhung des  $c_p$ -Wertes fünf oder zehn oder noch mehr Blätter zu installieren. Die gesparte Investition bei der Blattzahl ist sinnvoller bei der Ausbildung der Einzelblätter einzusetzen, sprich bessere Profile, höhere Oberflächengüte, das bringt merkliche Steigerung des  $c_p$ -Wertes bei Schnellläufern.

Im nächsten Dia (54) sehen Sie nochmals die Wichtigkeit der Wahl höherer Profilgleitzahlen und den damit verbundenen geringen Einfluss der Blatt-Anzahl von  $\lambda = 12$  aufwärts.

Nun einige Bemerkungen zum Windangebot.

Im nächsten Bild (55) werden Ihnen drei Isoventenkarten vorgestellt. Die Weltkarte weist vier verschiedene Windgeschwindigkeitsgebiete aus, wie aus der Legende ersichtlich.

Zentren, mittlere Lagen, Randzonen und extreme Randlagen mit den jeweiligen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten.

Europa und England sind speziell angeführt.

Im nächsten Dia (56) ist ein Schnitt durch das Gelände von Nord nach Süd in der Bundesrepublik gelegt. Der Brocken liegt noch nahe der Küste als erste bedeutende Erhebung. Süddeutschland liegt schon etwas im Windschatten.

Im nächsten Dia (57) sind die Summenkurven der Windgeschwindigkeiten für mehrere verschiedene Meßort-Lagen in Deutschland aufgetragen.

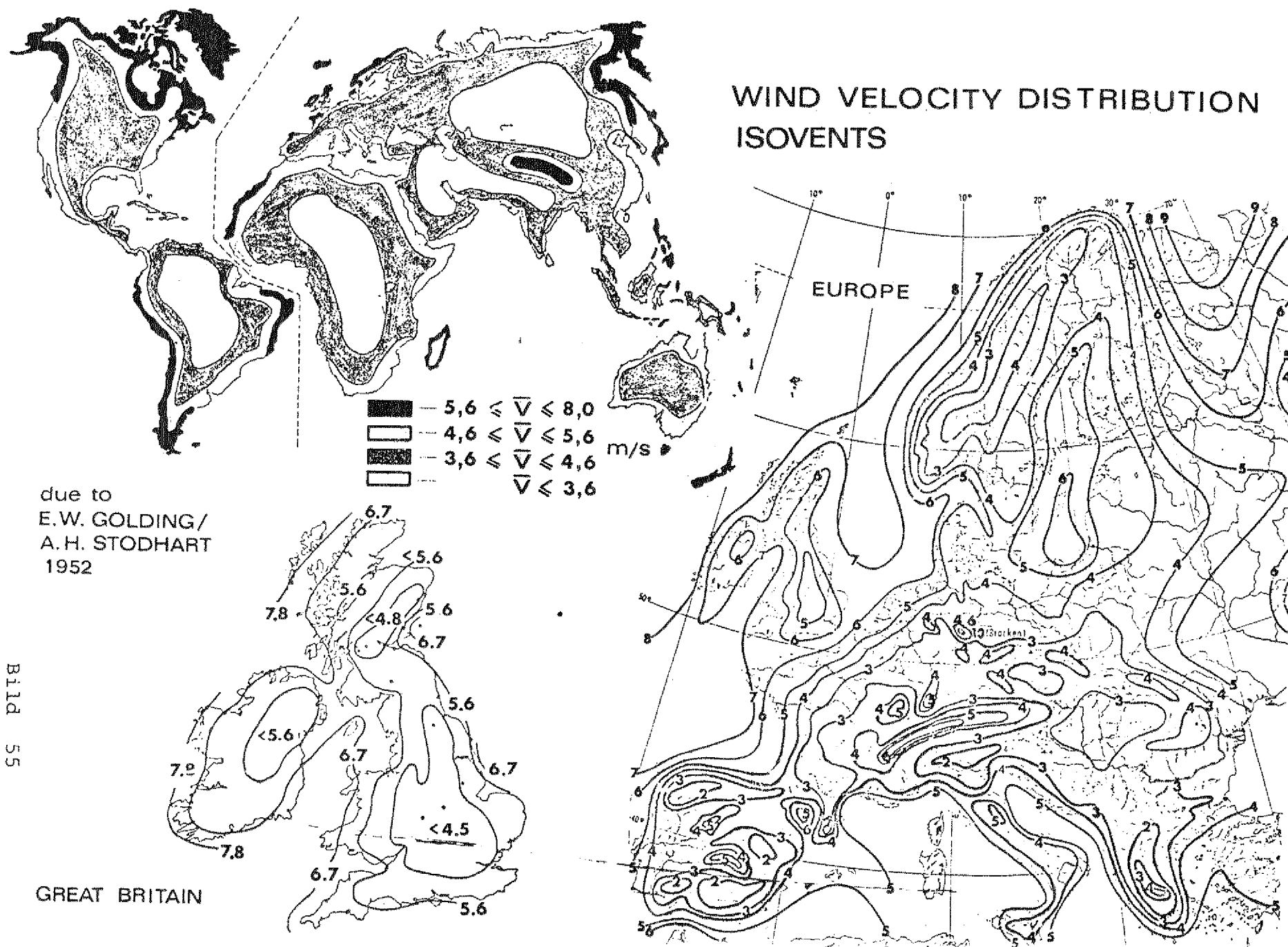
Das nächste Dia (58) weist mittlere Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit von der Wetterlage aus (Hochdrucklage mit gleichmäßig schwacher Strömung, Hochdrucklage mit Gewitterfront, antizyklonale Lage mit stetigem Ostwind, Rückseitenwetter mit lebhaftem Wind, zyklonale Lage mit Sturmfeld) sowie rechts daneben die Windgeschwindigkeitsentwicklung mit der Höhe. Die vier eingetragenen Kurven sind (nach Messungen) gerechnete Verläufe von mittleren Windgeschwindigkeiten mit der Höhe für gewählte ganzzahlige Werte der mittleren Geschwindigkeit (3, 4, 5, 6, 7 m/sec) in der internationalen Meßhöhe von 10 Metern.



due to  
E.W. GOLDING/  
A.H. STODHART  
1952

Bild 55

GREAT BRITAIN







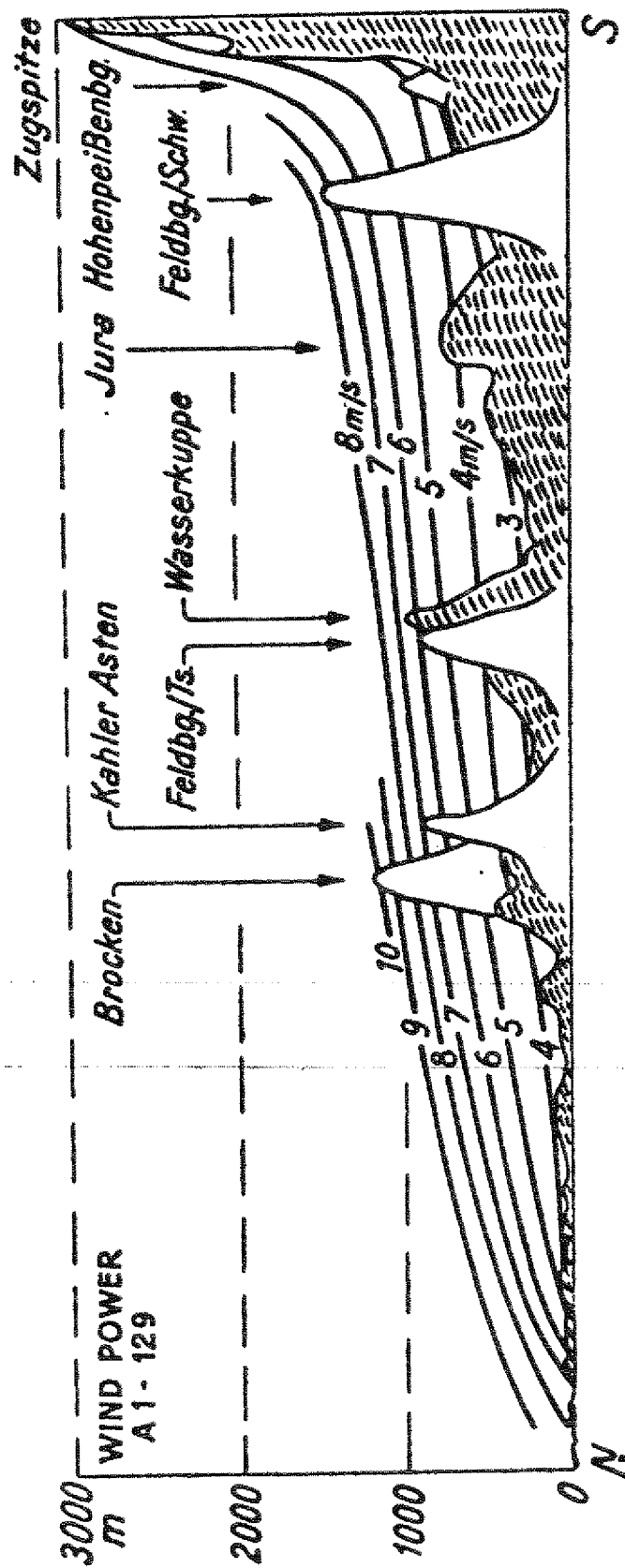


Bild 56



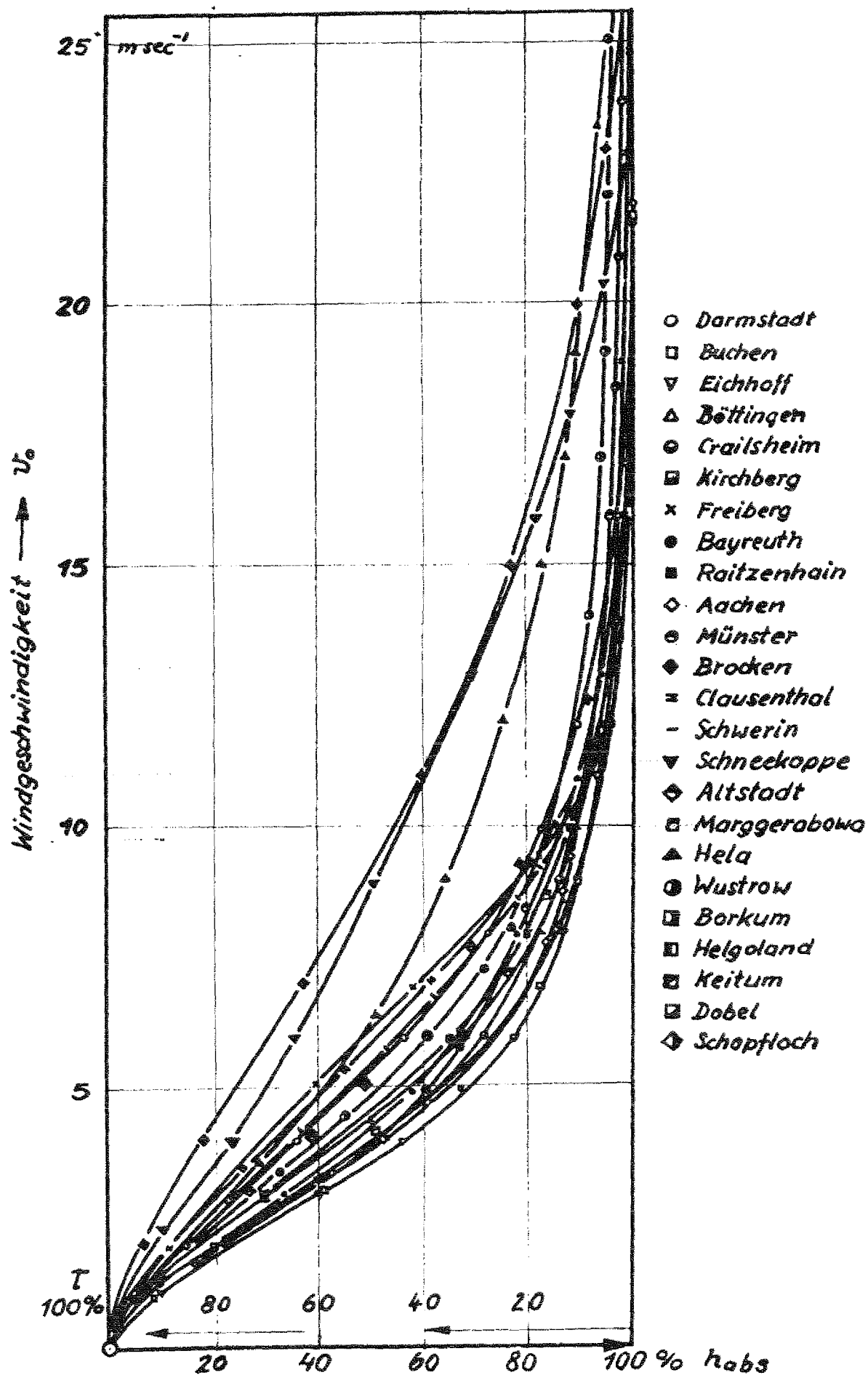


Bild 57



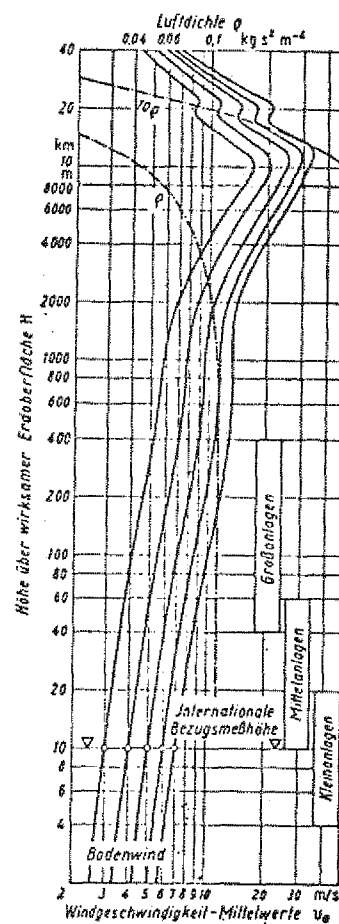
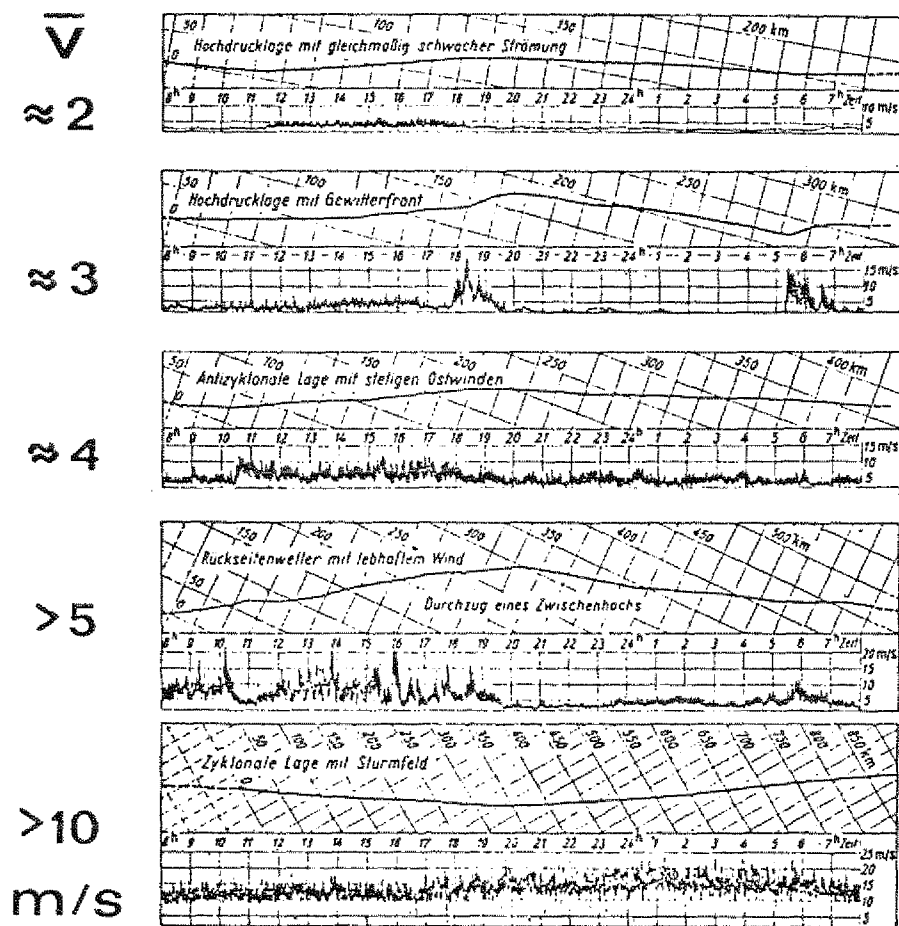


Bild 58



Im nächsten Bild (59) ist ein Originalschrieb über 24 Stunden der Stöttener Anlage dargestellt. Eingetragen sind die Minimal- und Maximalwerte der Windgeschwindigkeit sowie die Leistungsabgabe und ausserdem für beide Schriebe die 6-Minuten-Mittelwerte.

Nur anhand solcher Aufzeichnungen kann man über die echte Leistungsfähigkeit einer Anlage eine Aussage machen. Es genügt nicht, wenige Meßpunkte z.B. mit einem Handanemometer für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit einer Anlage aufzunehmen.

Das nächste Dia (60) zeigt die ideale Windausbeute (rechnerisch ermittelt), aufgetragen über der Durchschnittswindgeschwindigkeit. Parameter ist die installierte Leistung ( $\text{Watt/m}^2$ ).

Dazu gehört das Diagramm (61), in dem die gemessenen Leistungen von verschiedenen Anlagen eingetragen sind.

Trägt man in diese Punkthaufen gemittelte Kurven ein, so kann man praktisch aus den flacher verlaufenden Kurven (gegenüber dem vorherigen Diagramm, den theoretisch erreichbaren Mengen) die Qualität und praktische Energieausbeute der einzelnen Anlagen ablesen.

Im Dia (62) wird die Windkraftanlage W34/100 von Professor Hütter mit der Andraeu-Enfield-Cables-Anlage, die zunächst in England stand, verglichen. Interessant ist dabei, dass die englische Anlage erst bei 8 m/s Windgeschwindigkeit beginnt, Energie abzugeben, bei dieser mittleren Windgeschwindigkeit erreicht die W34/100 aber praktisch ihre Vollast.

Wichtig für einen Vergleich ist dabei ausserdem das Massenverhältnis (die Kosten des eingesetzten Materials) der Anlagen: 60 to für die Andraeu, 13 to für die W34/100-Anlage.

Solche Vergleiche sind notwendig, um zu sehen, welche Qualitäten oder Nachteile andere Anlagen aufweisen.

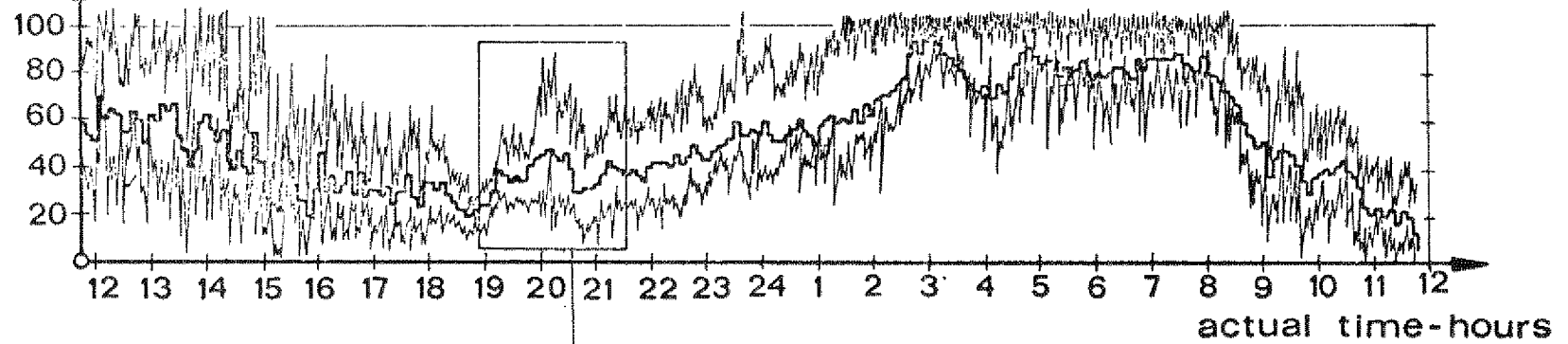
Das Windangebot ist direkt gekoppelt mit der Frage der installierten Flächenleistung  $\Pi$  - oder umgekehrt: Welche Leistung pro  $\text{m}^2$  ist bei welchem Windangebot zu wählen?

Es ist ja nicht sinnvoll, hohe Leistungen zu installieren, um kurzzeitig hohe, spektakuläre kW-Abgaben zu erzielen - und bei kleineren Windgeschwindigkeiten steht die Anlage still oder läuft nur mit Teillast.





KW supplied netto-output

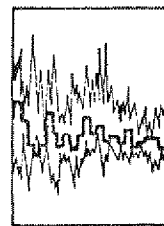


output

KW output  
windvelocity  
respectively maximal values

6 minutes averages

KW output  
windvelocity  
respectively minimal values



wind

m/sec windvelocity

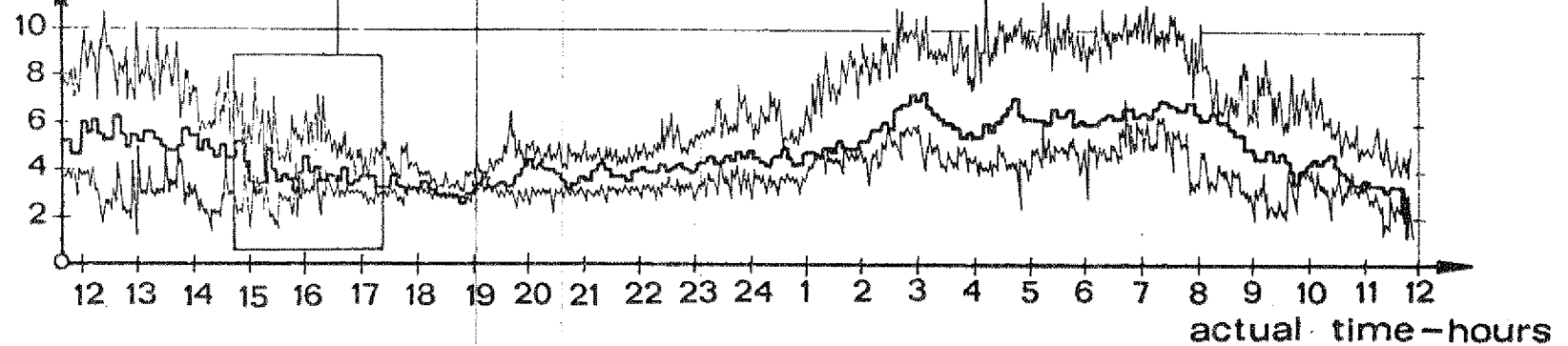
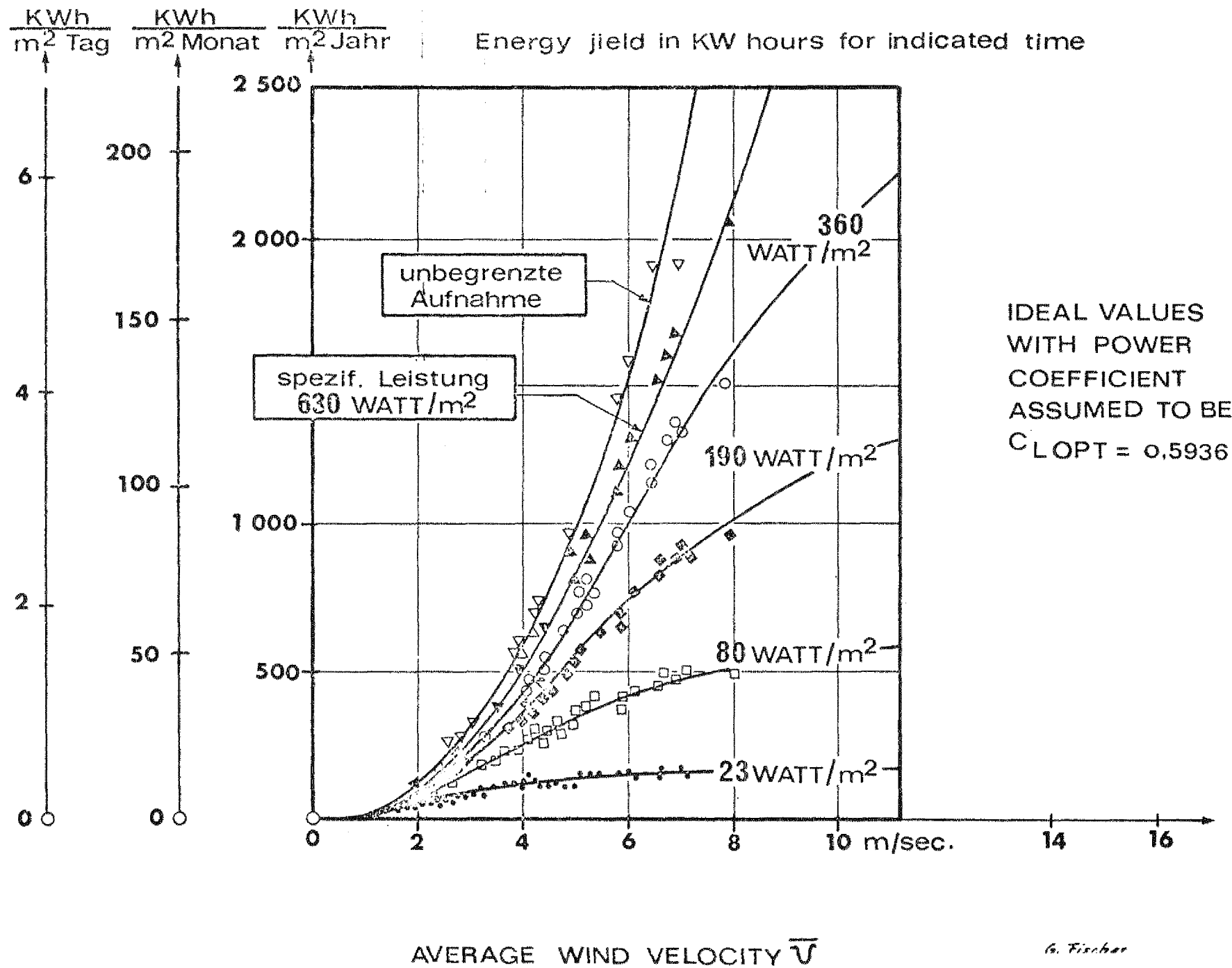


Bild 59



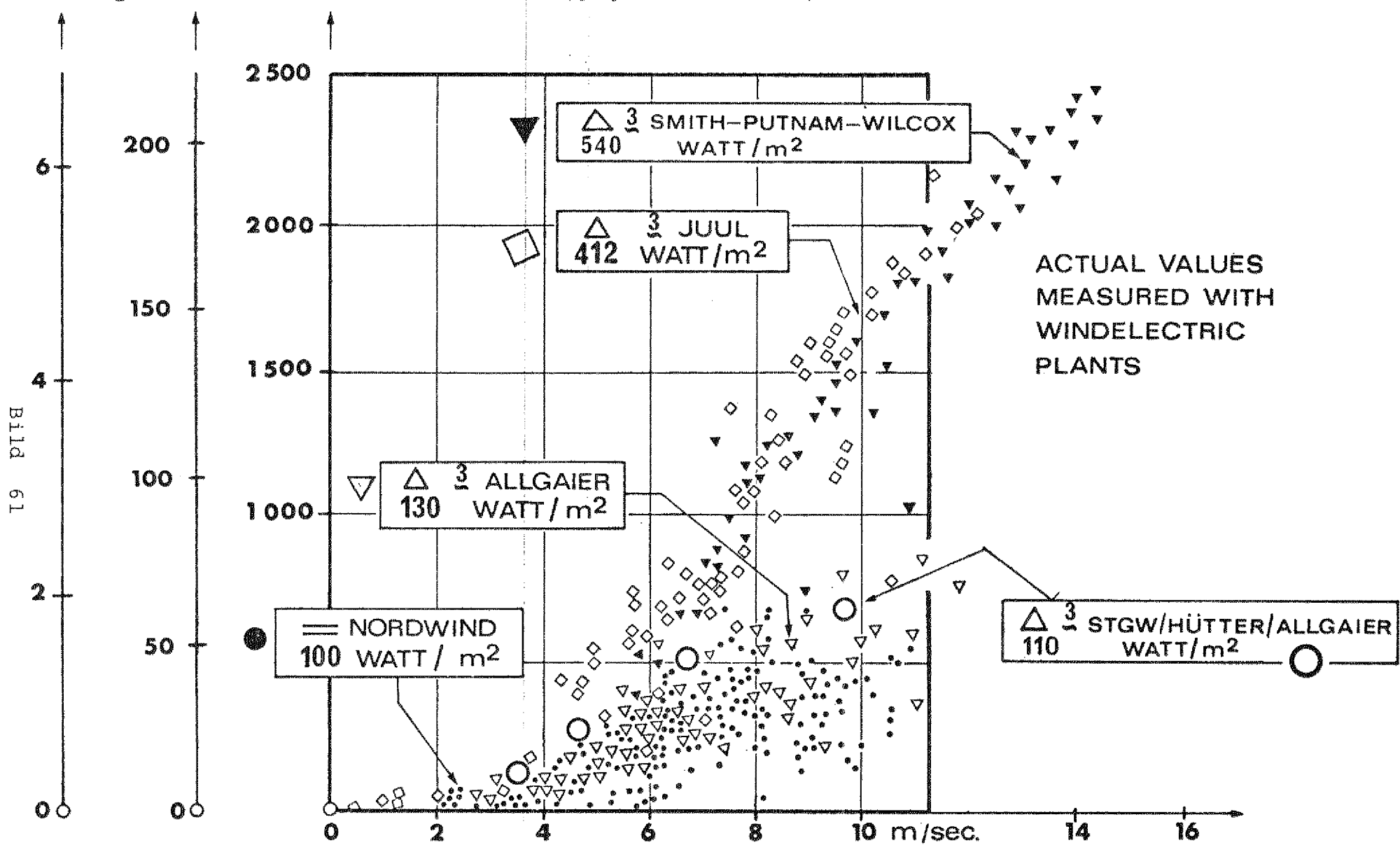
Bild 60





$\frac{\text{KWh}}{\text{m}^2 \text{ Tag}}$      $\frac{\text{KWh}}{\text{m}^2 \text{ Monat}}$      $\frac{\text{KWh}}{\text{m}^2 \text{ Jahr}}$

Energy field in KW hours for Indicated time



AVERAGE WIND VELOCITY  $\bar{U}$

G. Fischer



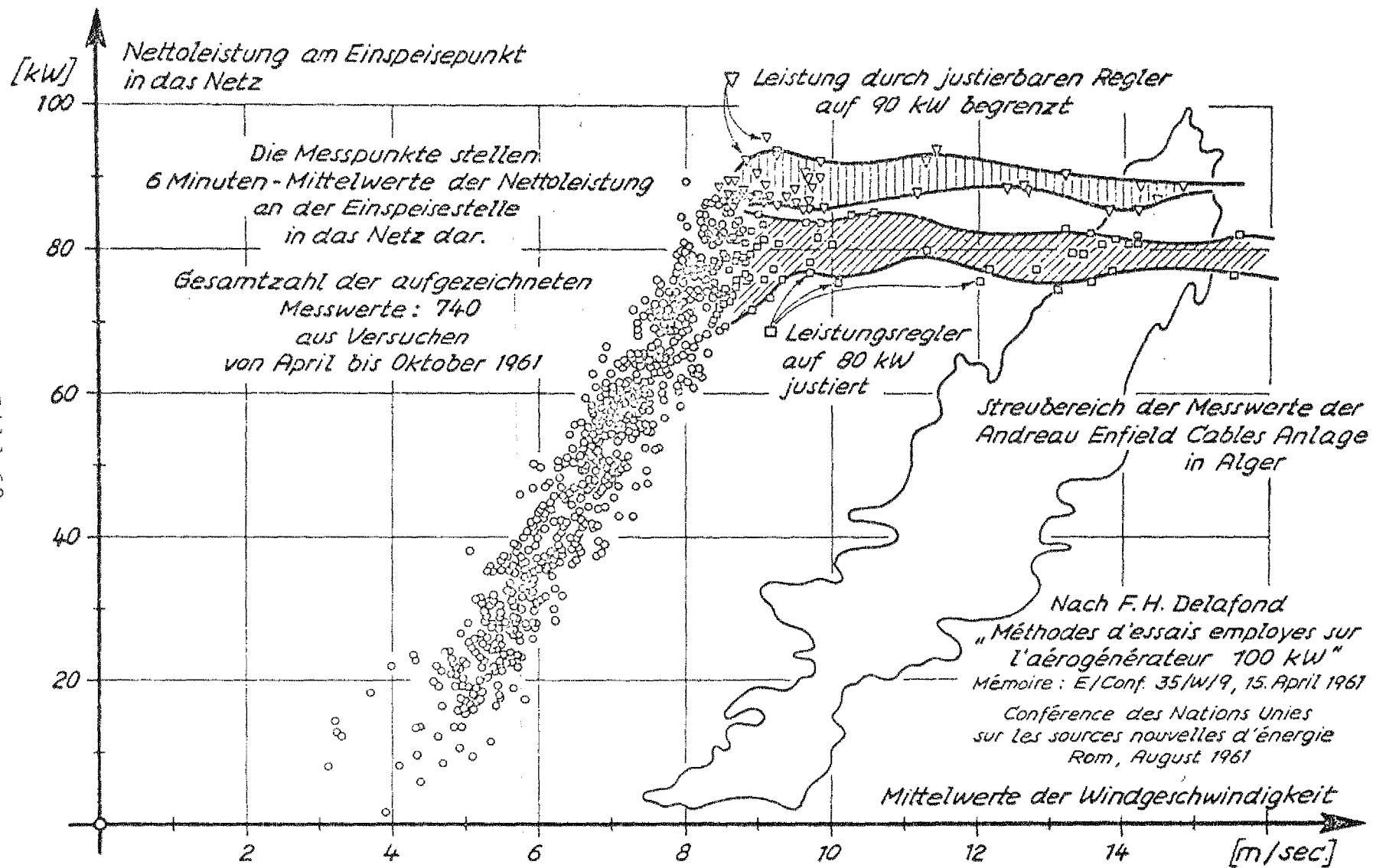


Bild 62





Das nächste Dia (63) zeigt diesen Zusammenhang in einem Überblick. Links die übereinanderliegenden Felder sind verschieden gerastert - je nachdem Vollast, Teillast oder Stillstand vorliegt - und das für drei verschiedene Aufstellungsorte, d.h. drei verschiedene mittlere Windgeschwindigkeiten.

Rechts daneben eine Aussage über den relativen Energiepreis, bezogen auf die mittlere Windgeschwindigkeit 6,4 m/s.

Parameter ist die Flächen-Leistungsbelastung. Höhere Windgeschwindigkeiten ergeben geringere Energiepreise, niedrigere Windgeschwindigkeiten ergeben höhere Energiepreise.

Hinsichtlich der Flächenbelastung existiert ein flaches Minimum, das sich mit steigender mittlerer Windgeschwindigkeit zu höheren Flächenbelastungen hin verschiebt.

Uns als Ingenieure am Institut für Flugzeugbau interessierte besonders der Vergleich der W34/100-Anlage mit der Anlage auf Sylt.

Wir beschafften uns die 8 760 Stunden-Windgeschwindigkeits-Mittelwerte der Wetterstation List auf Sylt für das Jahr 1973. Diese Winddaten speicherten wir auf Band. Mit einem kleinen Programm erstellten wir die Leistungsdauerkurven von optimalen Windkraftanlagen mit verschiedenen Rotorflächenbelastungen. Dies ist im Diagramm (64) aufgetragen. Die Kurven gelten für List auf Sylt mit den stündlichen gemessenen mittleren Windgeschwindigkeitswerten im Jahr 1973. Eine Anlage mit  $600 \text{ W/m}^2$  Flächenbelastung (das entspricht etwa der Noah-Anlage) wäre demnach 15,7% der Zeit im letzten Jahr stillgestanden, und hätte nur 2,6% der Zeit ihre volle Leistung gebracht, den Rest des Jahres wäre nur Teillast zu erwarten gewesen.

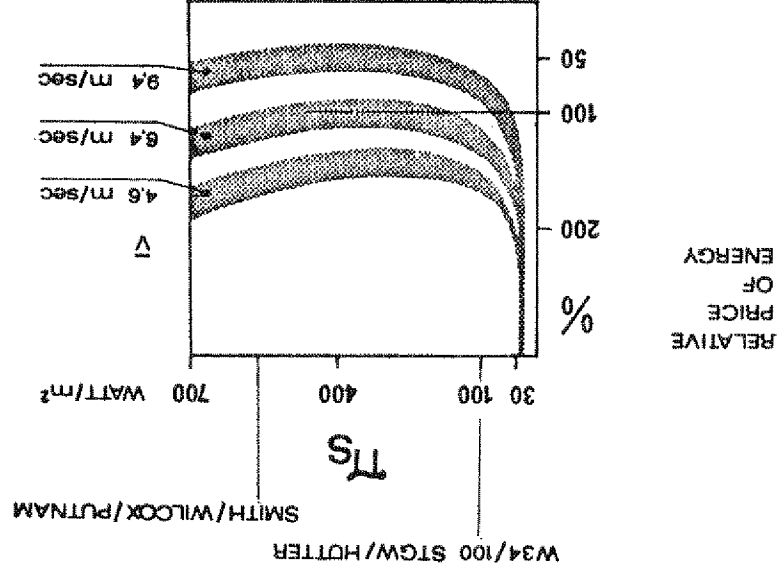
Eine Anlage wie die W34/100 - auf Sylt stationiert - wäre mit der installierten Flächenbelastung von ca.  $100 \text{ W/m}^2$  nur 6,8% der Zeit stillgestanden, hätte aber 39,3%, also fast 40% des Jahres 1973 volle Leistung gebracht.

Dabei hätte die  $600 \text{ W/m}^2$ -Anlage mit dem 11 m Ø Doppelrotor 1973 104 700 kWh Strom geliefert, die Anlage W34/100 mit dem 34 m Ø Zweiflügelrotor 541 860 kWh - wenn sie 1973 in List auf Sylt gelaufen wäre.

Die im Versuchsbericht der NOAH ENERGY SYSTEMS S.A. angegebene mittlere Jahresleistung von 150 000 kWh hätte zumindestens im Jahr 1973 von dieser Anlage im Dauerbetrieb nicht erreicht

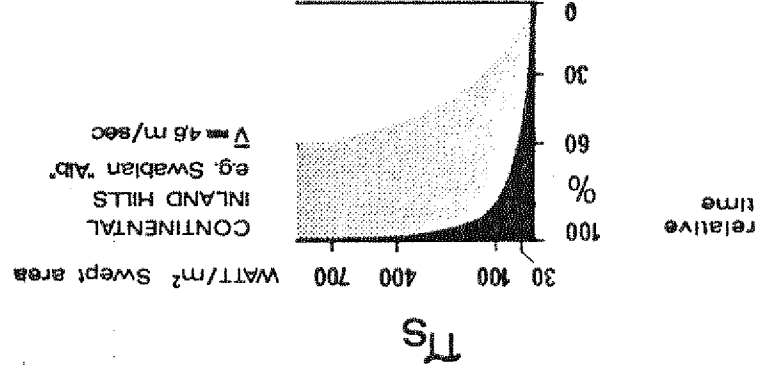


# INFLUENCE OF POWER DISC LOAD $T_S$ ON ENERGY QUALITY



$$T_S = \frac{\text{NETTO OUTPUT (KW)}}{\text{SWEEP Rotor AREA (m²)}}$$

spec. power disc load



NORTH SEA  
COAST

$V = 6.4 \text{ m/sec}$

PART OUTPUT

NO OUTPUT

HIGH  
MOUNTAIN TOPS  
NEAR COAST

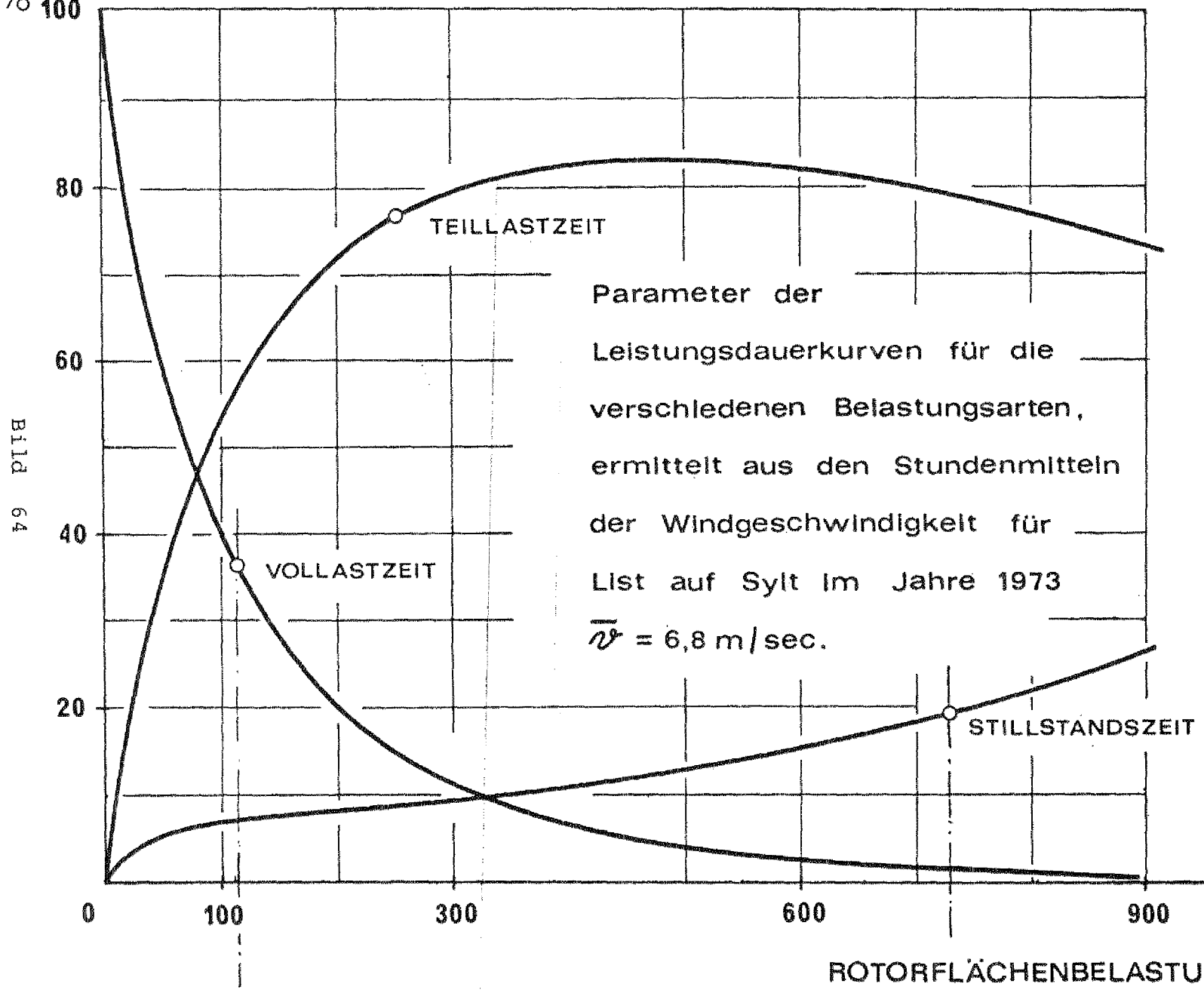
$V = 8.4 \text{ m/sec}$

Bild 63



# DIMENSIONSLOSE ZEIT

$\tau, \%$





werden können.

Interessant ist in diesem Zusammenhang das Problem der Speicher. Anlagen mit hoher installierter spezifischer Leistung benötigen, wenn ein möglichst kontinuierliches Energie-Angebot erwartet wird, grosse Speicher, da sie wie vorher gezeigt, lange Zeiten des Jahres stillstehen.

Im nächsten Dia (65) sind die notwendigen Speichergrössen in Abhängigkeit von der Flächenbelastung und dem gleitenden Mittel der in Betracht gezogenen "Windzeit" aufgetragen, wenn eine gleichförmige mittlere Energieabgabe erzielt werden soll.

Im nächsten Diagramm (66) wird der vorher mit der Enfield-Cables-Anlage durchgeführte massenbezogene Leistungsvergleich auch mit der Anlage auf Sylt durchgeführt. Man erkennt z.B., dass man bei einer Windgeschwindigkeit von 8m/sec für jede Tonne eingesetzten Materials (Kosten) 2,5 kW erhält, die W34/100 liefert beim gleichen Wind je Tonne Material 12,5 kW.

Es wurden dabei nur die reinen Windumsetzaggregate herangezogen, also im wesentlichen die Rotoren, Generatoren und die Zwischengetriebe, wobei die NOAH-Anlage mit einem beide Rotoren verbindenden Planeten-Zwischengetriebe ausgestattet ist.

Zur Information noch einige aktuelle Preise von Generatoren und Getrieben in Dia (67) und Dia (68). Die Daten beruhen auf Preislisten für 1974. Generatoren: A. van Kaick, Getriebe Fa. Voith. Man sieht, dass es immer von Vorteil ist, zu grösseren absoluten Leistungen für Anlagen zu gehen.

Das nächste Dia (69) gibt Preise für komplette Maschinensätze an in DM/kW abgegebener Leistung.

Parameter sind die Rotordrehzahlen und die Generator-drehzahlen.

In dem nächsten Dia (70) wurde nun für zwei Anlagen, wiederum für Sylt, ein Bezugspreis für die erzeugte Kilowattstunde errechnet. Zum Vergleich wurden diesmal nur die Generator- und Getriebekosten berücksichtigt. Es wurde gefordert, dass die erzeugten kWh in einem Jahr gerade die Kosten für Generator und Getriebe zu erbringen hätten.

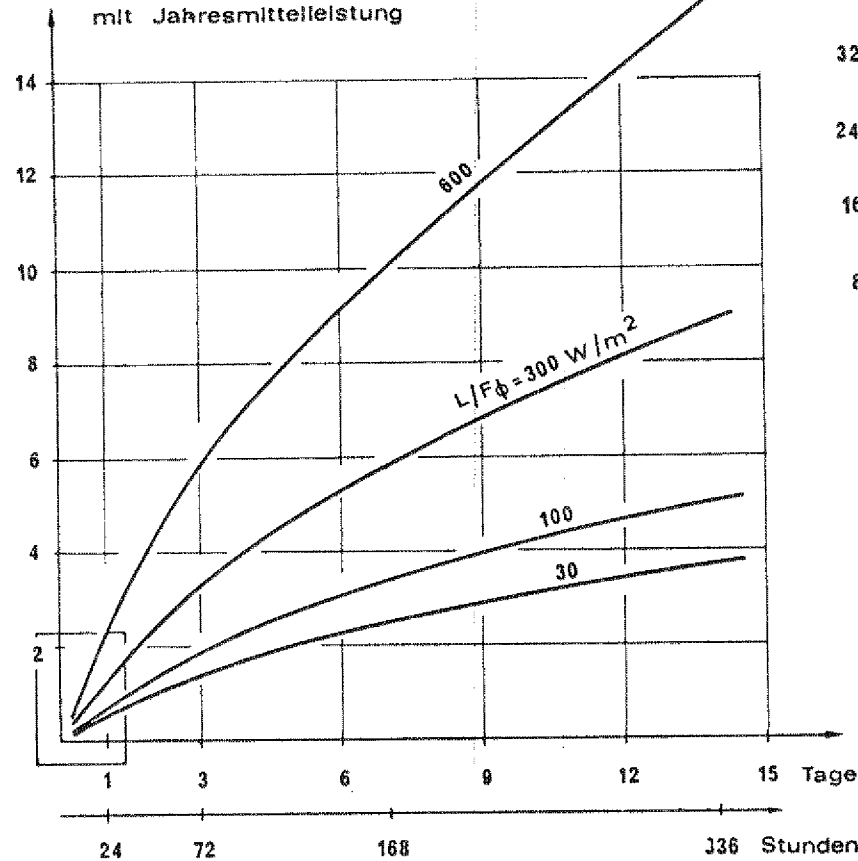
Es ergaben sich folgende Absolut-Zahlen:





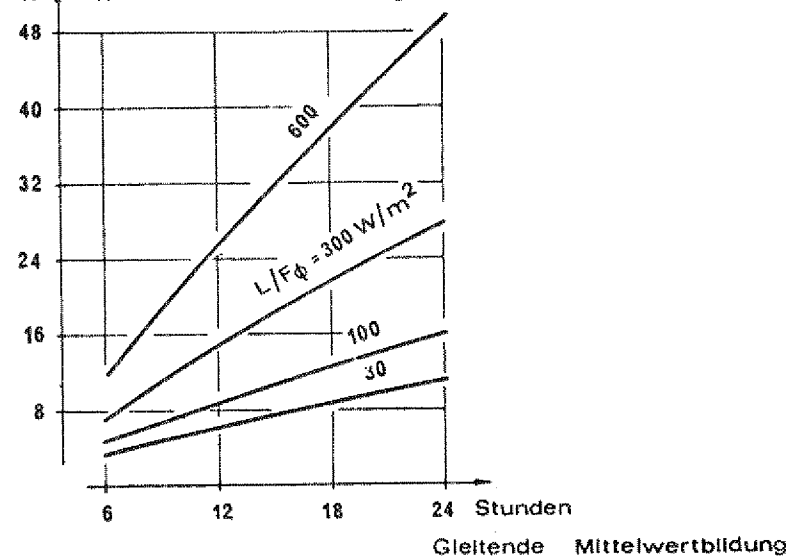
## Speicherkapazität, Tage

mit Jahresmittelleistung

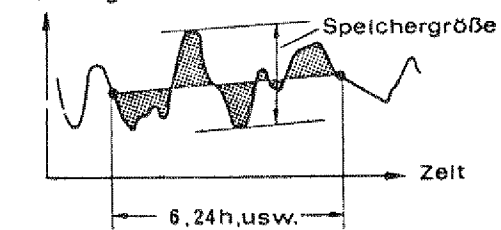


## Speicherkapazität, Stunden

h mit Jahresmittelleistung



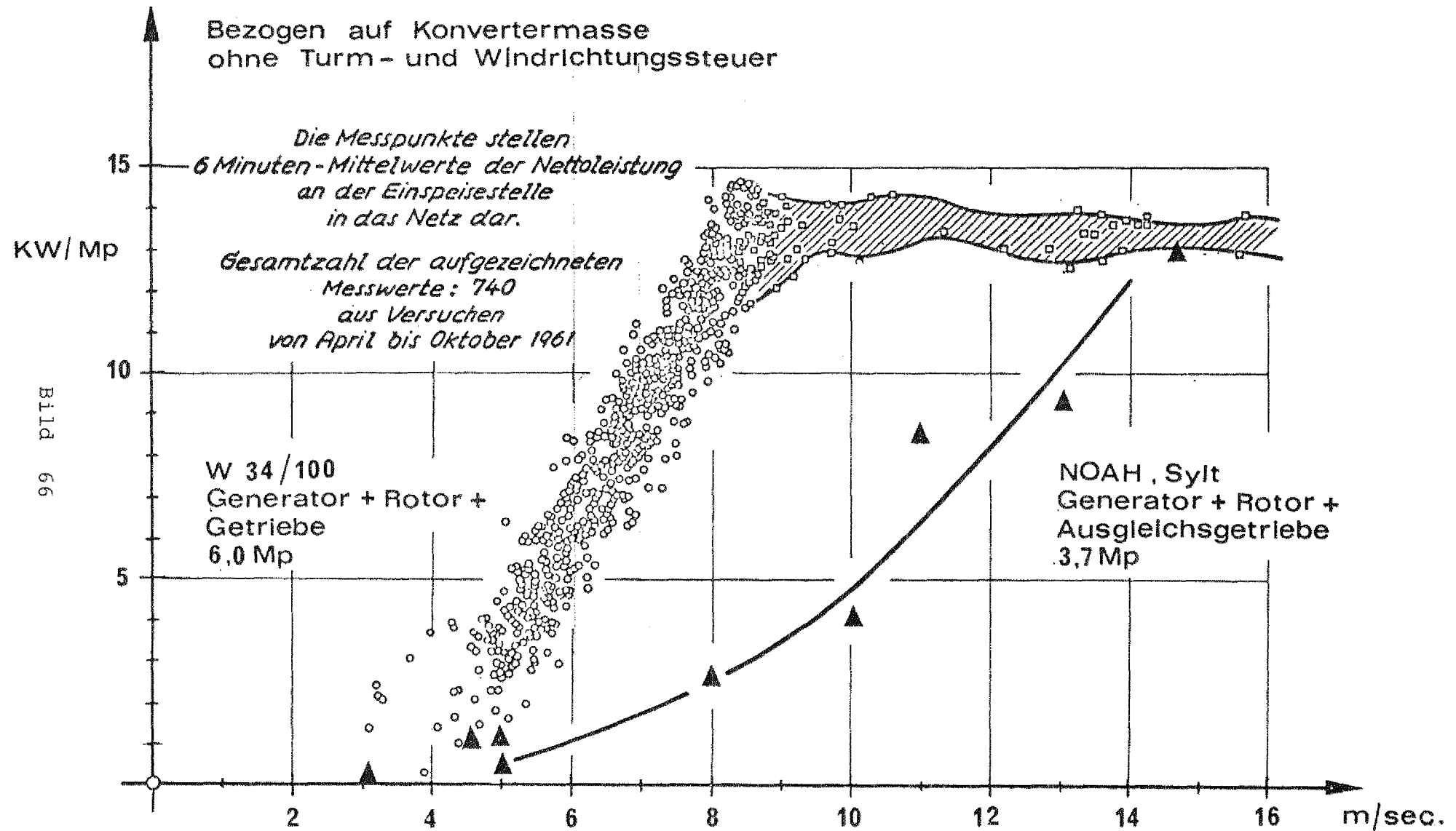
## Leistung



Gleitendes Mittel der stündlichen  
Windgeschwindigkeits - Messungen



# Massenbezogene Leistung





# EFFICIENCIES AND SPECIFIC PRICES OF STANDARD GEARING

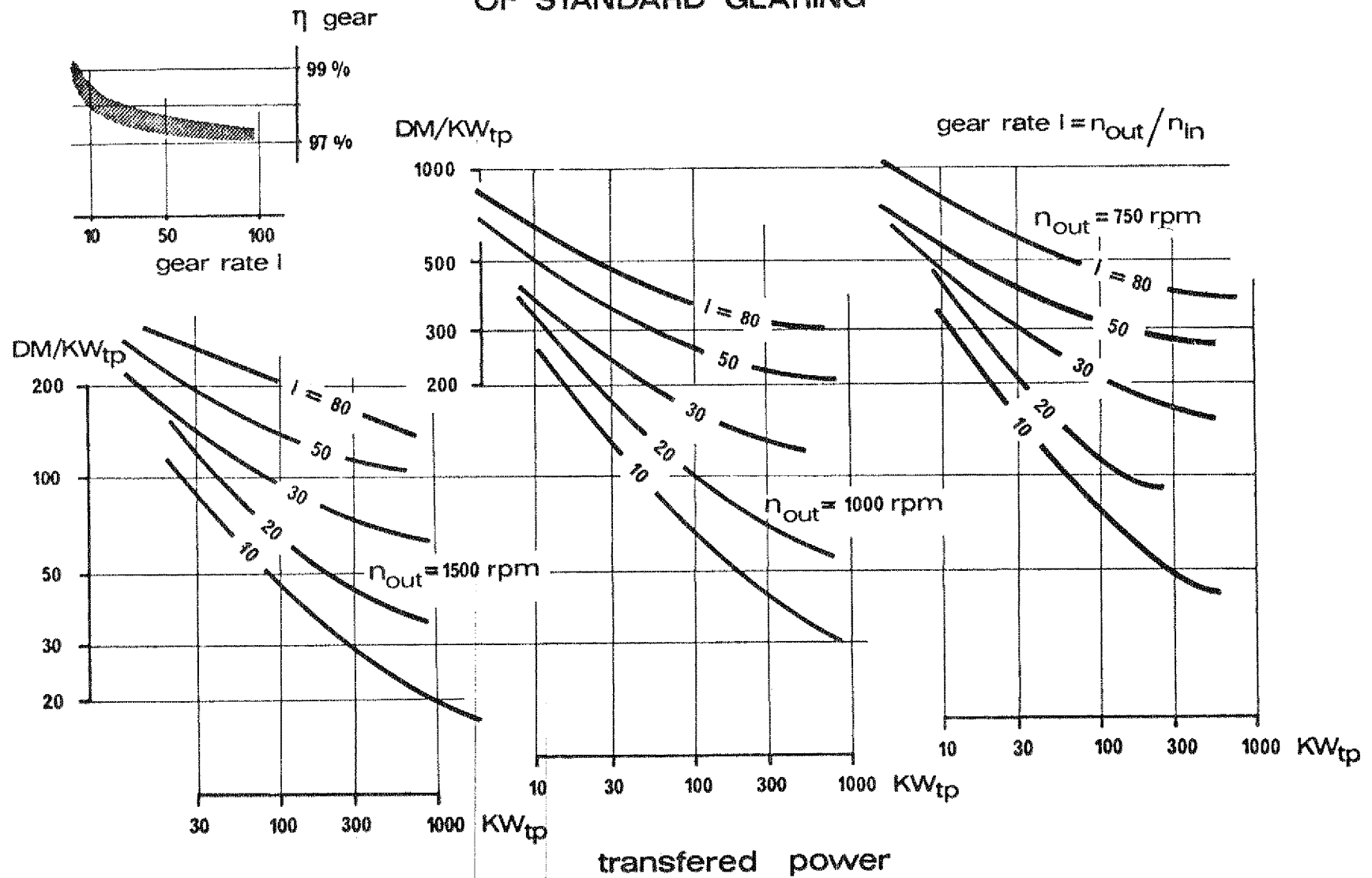
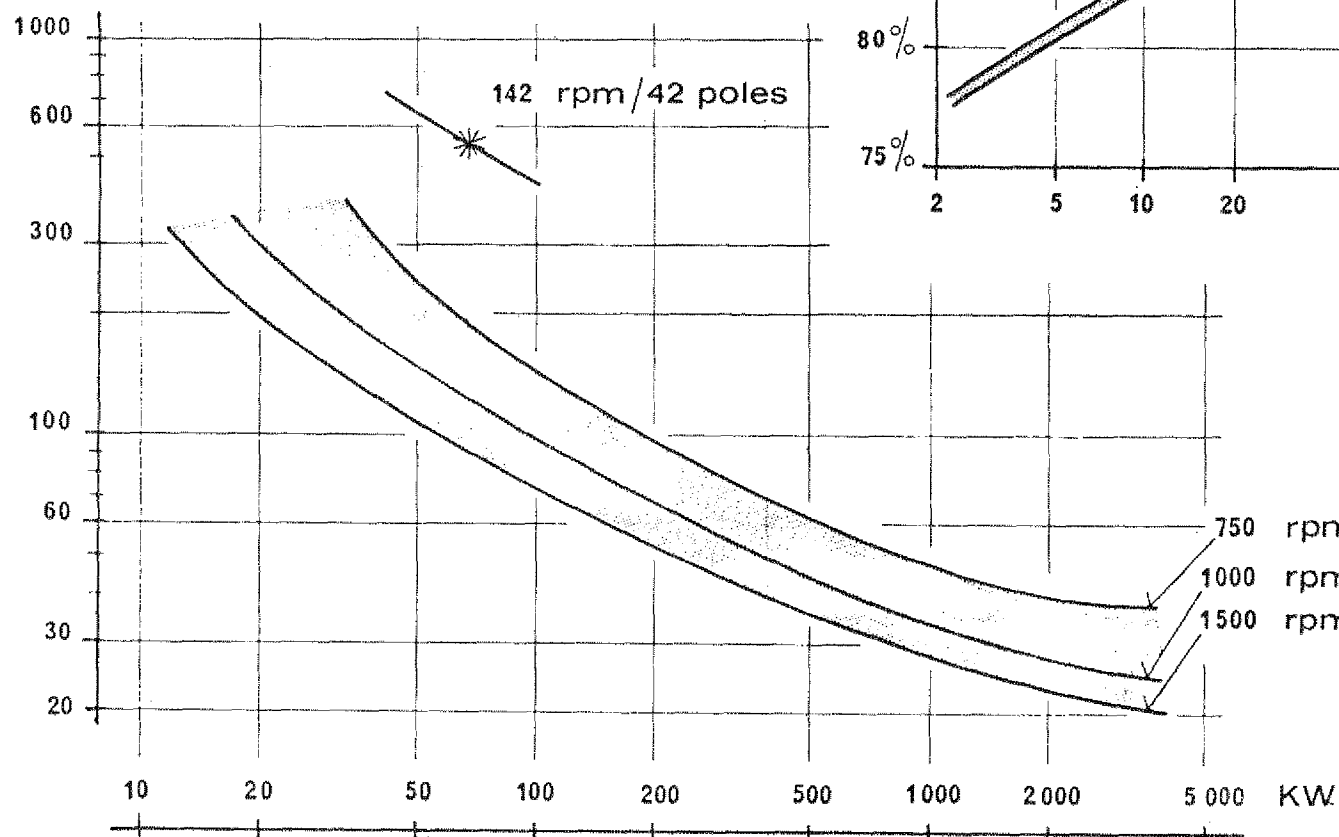


Bild 67

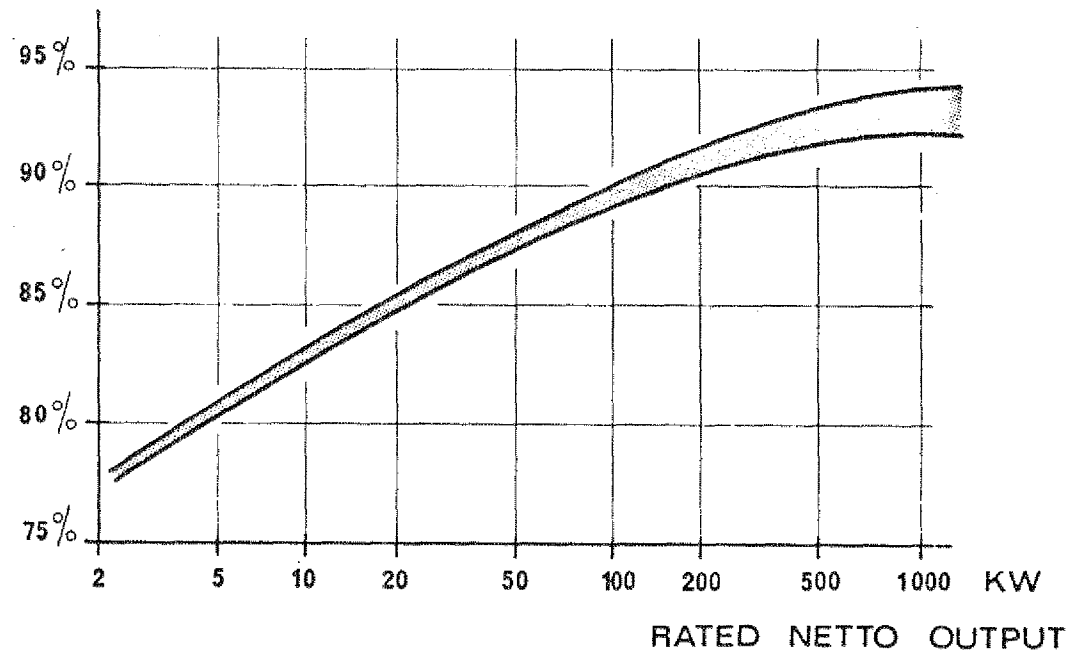


# electronic excited 3 phase a.c. generator

price/rated output  
DM / KW



$\eta$  EFFICIENCY

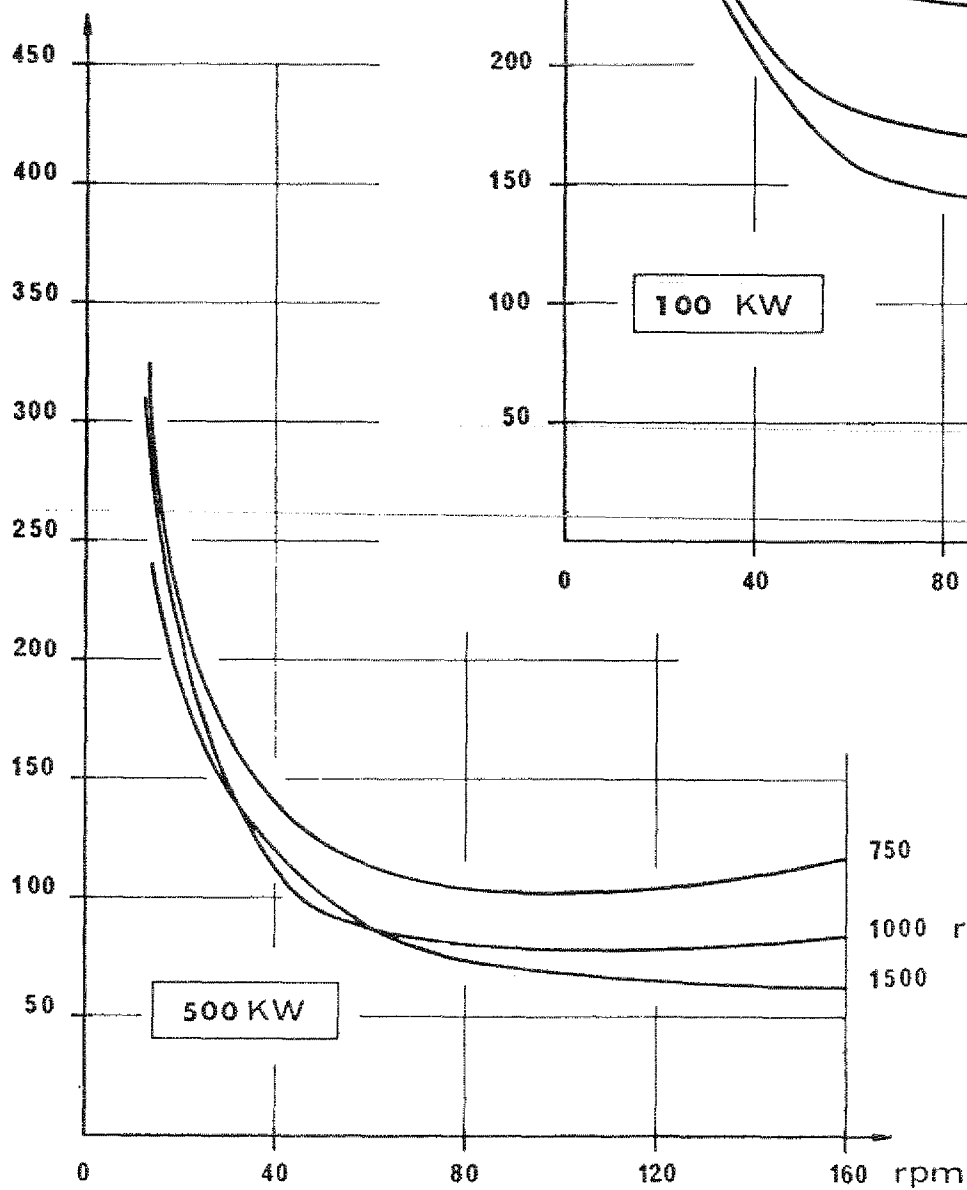






specific prices  
for electrical  
generators,  
a.c. 3phase,  
+ gear box

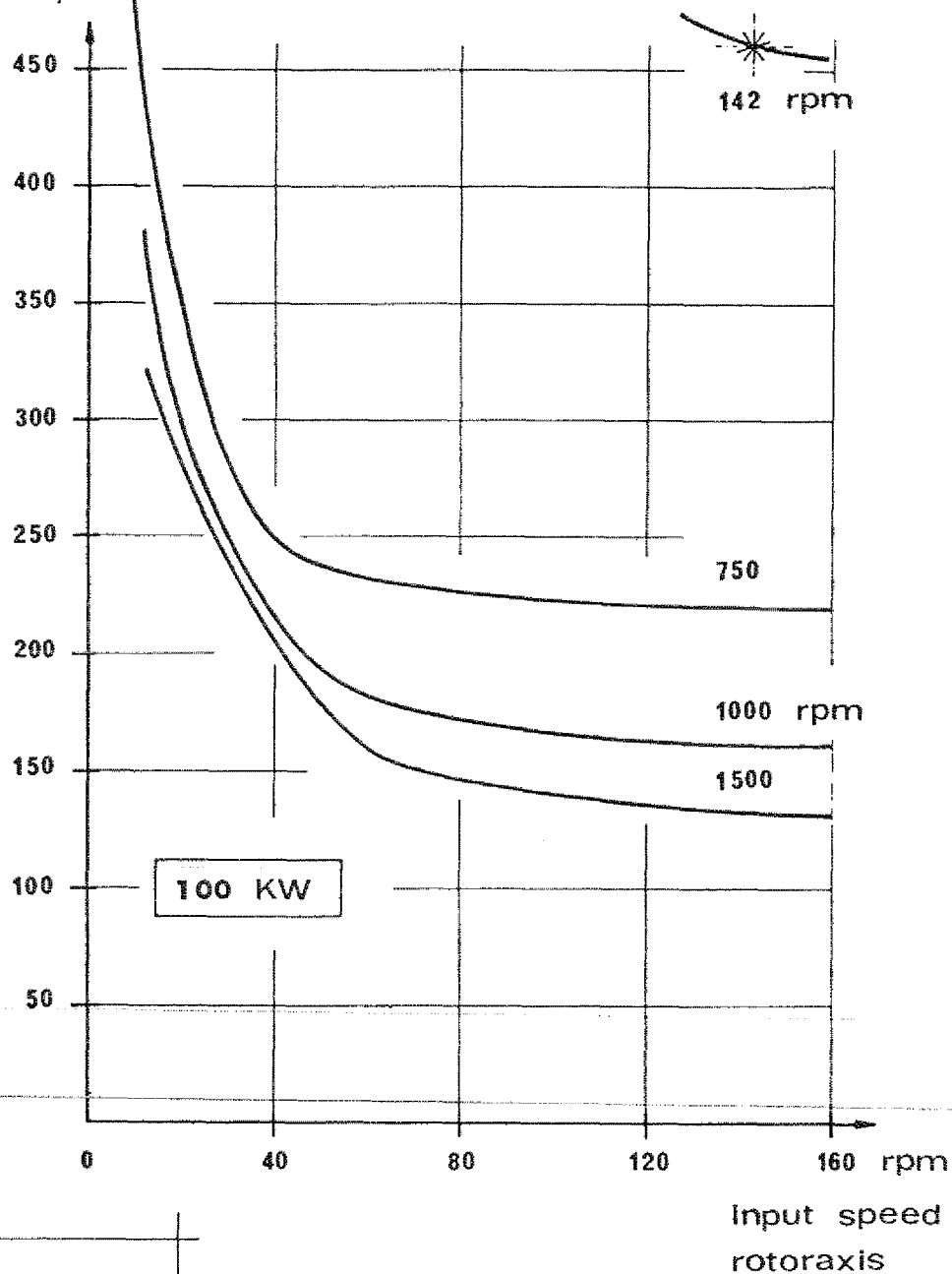
price/rated output  
DM/KW



price/rated output

DM/KW

contrarotating generator  
electronic controlled

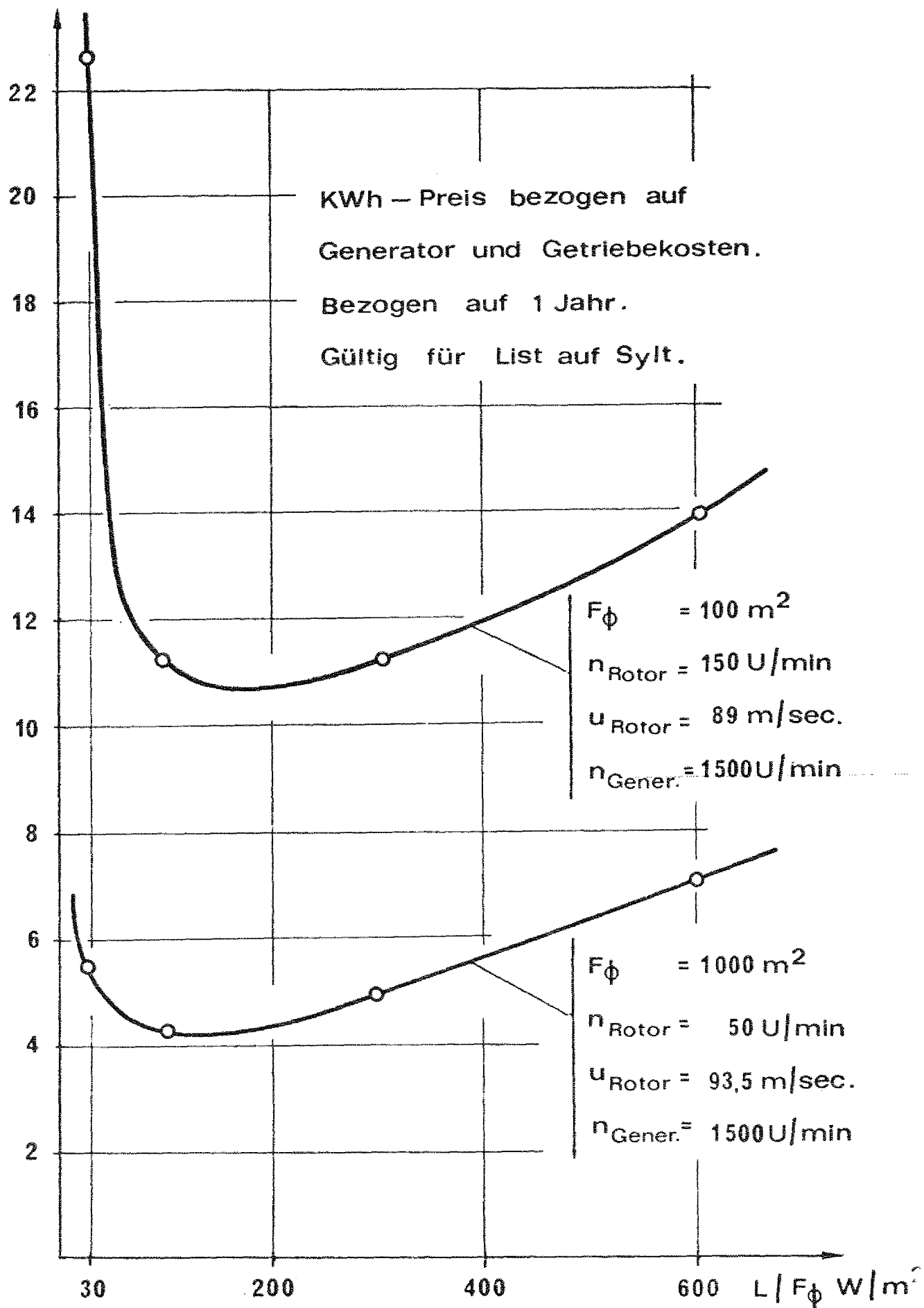


1974

Bild 69



DPf/ KWh





Für  $600 \text{ W/m}^2$  installierte Leistung und  $100 \text{ m}^2$  Rotorfläche - Generator und Getriebe DM 14.400.-, erzeugte Energie 104 700 kWh - ergeben sich 13,8 Pf/kWh (im Jahr 1973 in List auf Sylt).

Für  $100 \text{ W/m}^2$  installierte Leistung und  $1000 \text{ m}^2$  Rotorfläche - Generator und Getriebe DM 22.600.-, erzeugte Energie 541 860 kWh - ergeben sich 4,17 Pf/kWh (im Jahr 1973 in List auf Sylt).

Es sei noch einmal erwähnt, dass man davon ausging, mit der erzeugten Energie in einem Jahr die Kosten für den Generator und das Getriebe zu erwirtschaften.

Mit dieser Annahme ergeben sich die genannten Pfennigbeträge/kWh. Alle anderen Kosten wurden bei diesem Vergleich nicht berücksichtigt.

Im letzten Dia (71) werden die wirtschaftlichen Bereiche von Windkraftanlagen gezeigt. Diese Berechnungen hat Professor Hütter unter Berücksichtigung der Preise für Türme, Generatoren, Rotorblätter und Getriebe im Jahre 1942 angestellt.

Optimale Windkraftanlagen ergeben sich mit Rotordurchmessern zwischen 60 und 90 Metern mit minimalen Turmhöhen unter Berücksichtigung der notwendigen Bodenfreiheit, aber auch für bis zu 200 m hohe Türme, da bei diesen die höhere Energieausbeute durch die höheren Windgeschwindigkeiten in der Höhe zum Tragen kommt. Dadurch werden die höheren Kosten für den höheren Turm ausgeglichen.

Die vorstehenden Kostenuntersuchungen haben gezeigt, dass für Windkraftanlagen nicht zu kleine Grössen gewählt werden sollten wenn man in's Netz speisen will. Bei grösseren Generatoren steigt der Wirkungsgrad bei sinkenden Preisen. Getriebe haben heute sehr gute Wirkungsgrade, und mit zunehmender Grösse sinkt ebenfalls der Preis pro durchgesetzter Leistung.

Niedere Flächenbelastungen der Rotoren ( $\text{Watt/m}^2$ ) ergeben eine hohe Energiequalität. Eine Anlage auf Sylt mit ca.  $30 \text{ Watt/m}^2$  installierter Leistung würde z.B. bei den dort gegebenen Windverhältnissen praktisch das ganze Jahr über mit Vollast laufen, also ununterbrochen pro  $\text{m}^2$  Rotorfläche 30 Watt je Stunde liefern.



1942

towerheight  $\hat{=}$  elevation of  
rotoraxis

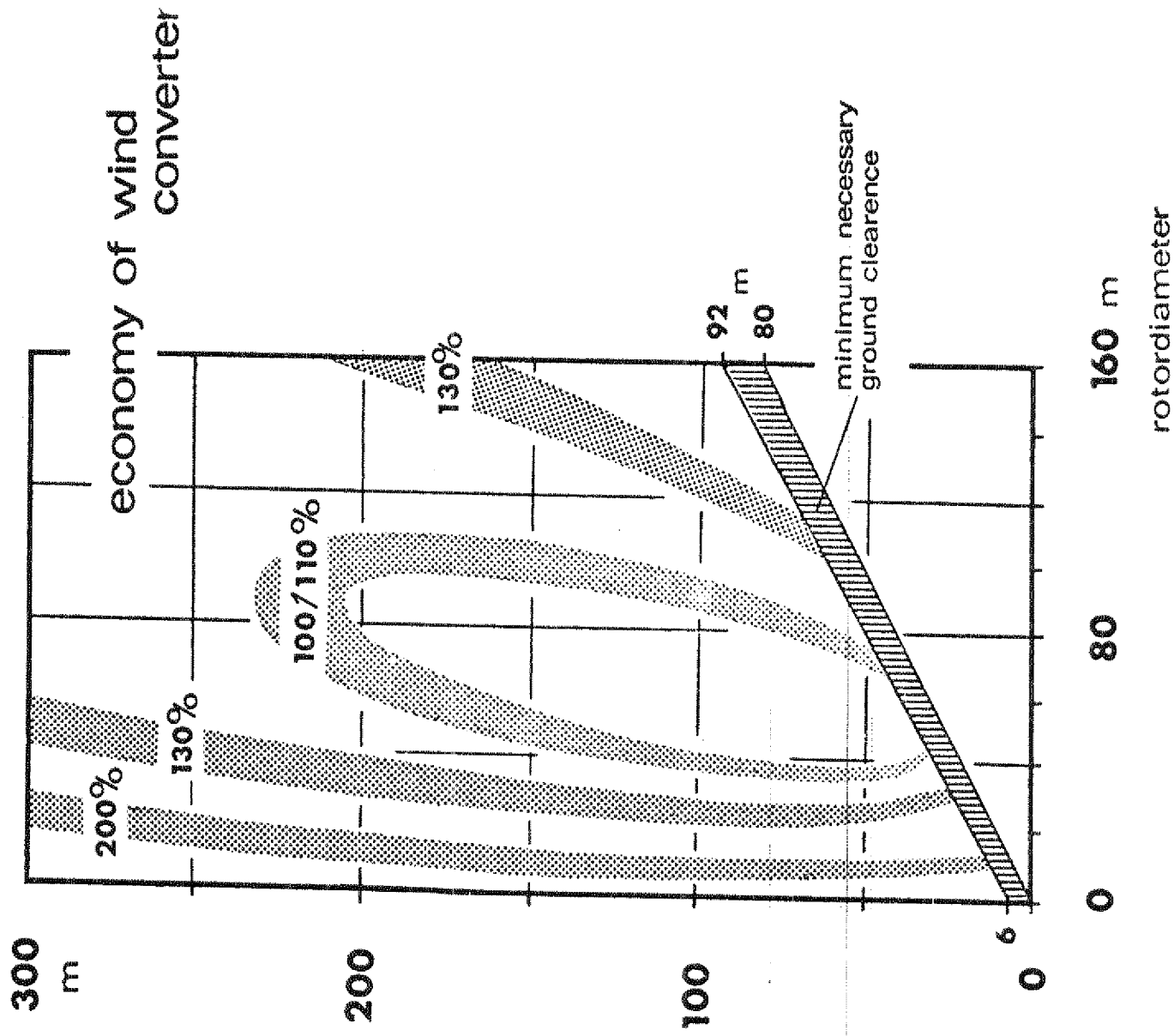


Bild 71





#### 4. Zusammenfassung.

Windkraftanlagen müssen optimiert werden, wobei das System "Windkraftanlage-Speicher" unbedingt berücksichtigt werden muß. Um eine maximale Energie-Ausbeute zu erzielen sind Schnellläufer einzusetzen, d.h. es werden höchstens 3 oder 2 Rotorblätter benötigt.

Die Verwendung von Profilen mit sehr guten Profileigenschaften (L/D-ratio) ist wichtig, wobei eine hohe Oberflächengüte anzustreben ist.

Das ist durch Verwendung von Composite-Werkstoffen gewährleistet. Rotorblätter sollten aber nicht nur aus Gründen der Formgebung, sondern auch wegen der Korrosionsbeständigkeit für eine geplante Lebensdauer von 20 Jahren aus Composite-Werkstoffen hergestellt werden. Dabei ist ausser an Glas- auch an Kohle- oder die neuen Kevlar-49-Fasern (früher PRD-49 auf Nylonbasis) als Verstärkungsmaterialien gedacht.

Bei hohen Schnellaufzahlen ergeben sich sehr schlanke, schmale Rotorblätter. Die sich aus der Theorie ergebenden, geringen Blatt-Tiefen sind nach unten durch die erforderlichen Festigkeiten begrenzt, wobei der Ermüdungsfestigkeit durch die Wechselbelastung durch das Rotor-Eigengewicht wohl die grösste Bedeutung zukommt.

Die Forschung in der Bundesrepublik sollte sich meiner Meinung nach, stützend auf die seit 7 Jahren konservierten Erfahrungen mit der Windkraftanlage W34/100 in Stötten, in zwei Richtungen erstrecken:

- 1.) Erstellung einer 100 kW Windkraftanlage, ähnlich der demon-  
tierten Anlage W34/100 in Stötten, um Betriebserfahrungen  
im Dauerbetrieb über mehrere Jahre zu sammeln.  
Gleichzeitig Untersuchungen zur Projektierung von Windkraft-  
grossanlagen bis zu einem Hektar Rotorfläche im Wind (ca. 112 m  
Durchmesser) und 1000 kW installierter Leistung. (Je nach  
Aufstellungsort auch 3 bis 5 MW installierter Leistung).
- 2.) Optimierung und Bau von Windkraft-Kleinanlagen bis 10 kW  
Leistung (ca. 11 bis 15 m Ø) für Entwicklungsländer und  
energie-unterversorgte Landstriche oder für nicht am Netz  
liegende Einzelabnehmer.



Bei den Grossanlagen könnte ausser auf eine hochwertige aerodynamische Ausbildung der Rotorblätter ein besonderes Augenmerk auf die Regelsysteme geworfen werden, da deren Kosten bei Grossanlagen hinsichtlich der Gesamtkosten nicht so in's Gewicht fallen wie bei kleinen Anlagen.

Die Kleinanlagen für Entwicklungsländer sollten nach dem Baukastenprinzip aufgebaut sein. Die ehemaligen Allgaier-Anlagen (Firma Allgaier, 7336 Uhingen) wären dabei gut als Vorbilder zu gebrauchen. Der Mast zum Beispiel, ein einfaches Stahlrohr in Segmente aufgeteilt, die Aggregate wie Generator und Getriebe wartungsarm, die Rotorblätter einfach im Aufbau mit trotzdem guten aerodynamischen Kennwerten. Die Teile der Gesamtanlage sollten eventuell auch in den Entwicklungsländern selbst hergestellt werden können.

Für das Erreichen beider Forschungsziele wären in Stuttgart die besten Voraussetzungen gegeben. In Kooperation von Industrie und Hochschul-Instituten, wie dem Institut für Flugzeugbau und der DFVLR, könnte ein Sonderforschungsbereich oder ein spezielle Sonderforschungsinstitut gegründet werden.

Auf der internationalen Konferenz für Windenergie in Stockholm vom 29. bis 31. August 1974 stellte sich heraus, dass eine optimierte Energiegewinnung aus dem Wind durchaus mit der Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen konkurrieren kann, noch dazu, wenn man an die weitere Preisentwicklung des Mineralöls denkt - und man ausserdem die sinnvollere Verwendung dieses Naturstoffes für wichtigere, hochwertige Produkte in Betracht zieht.



H.W. SCHEEL:

Wie ergibt sich die grosse Schlankheit der Rotorblätter bei Schnellläufern (Blattbreitenfunktion, Bild 50)?

H. DÖRNER:

Betrachtung eines idealisierten Windrades (nach Betz). Der Auftrieb  $dA$  für ein kleines Rotorblatt-Element der Tiefe  $t$  und Breite  $l$  an einer Stelle  $r$  vom Rotorradius ist einfach anzugeben:

$$dA = c_a \cdot \frac{\rho}{2} \cdot c^2 \cdot l \cdot t = c_a \cdot \frac{\rho}{2} \cdot c^2 \cdot f$$

Sind  $z$  Flügel vorhanden, ergibt sich als Summe die Kraft (Schub)  $dS$ , welche auf die Luft verzögernd wirkt unter Berücksichtigung des Winkels  $\beta$  (Winkel zwischen resultierenden Geschwindigkeit  $c$  und Achsrichtung, Geschwindigkeitsdreieck  $c - u - v_2$ ) zu

$$dS = z \cdot dA \cdot \sin \beta = z \cdot c_a \cdot \frac{\rho}{2} \cdot c^2 \cdot l \cdot t$$

Die Teilluftmenge  $dQ = 2r \cdot l \cdot v_2$  muss durch diese Kraft in jeder Sekunde von der Geschwindigkeit vor dem Windrad ( $v_1$ ) auf die Geschwindigkeit nach dem Windrad ( $v_3$ ) verzögert werden. Optimal ist das Verhältnis  $v_3/v_1 = 1/3$ , wobei die Geschwindigkeit  $v_2$  direkt im Windrad das arithmetische Mittel von  $v_1$  und  $v_3$  ist.

Weiter ist aber auch

$$dS = \rho dQ (v_1 - v_3)$$

Mit diesen Beziehungen ist die Flügeltiefe  $t_{\text{opt}}$  bestimmt, welche nötig ist, diese Geschwindigkeits-Verringerung vor und nach dem Windrad, oder die bestimmte Durchfluss-Geschwindigkeit zu erzielen

$$t_{\text{opt}} = \frac{2+\pi}{z} \cdot \frac{8}{9 c_a} \cdot \frac{v_1^2}{u \cdot c} \quad \sin \beta = \frac{u}{c}$$

$$f = \frac{z \cdot t(r)}{2+\pi}$$

$2r\pi$  ist der Umfang des Kreises, auf dem die Rotorblatt-Elemente liegen.  $2r\pi/z$  ist demnach der Abstand der Flügel, auf diesem Kreis gemessen.



Die Flügeltiefe  $t$  ist diesem Abstand proportional. Das Verhältnis der Tiefe der Flügel zu deren Abstand ist die Dichte der Flügelverteilung, der Völligkeitsgrad. Je grösser  $c_a$  wird, umso kleiner wird die Flügeltiefe. Für die Wirkung kommt es nicht auf die Flügelgrösse, sondern auf die Kraft an, die der Flügel ausübt, und diese ist proportional  $t \cdot c_a$ .

Bei Schnellläufern wird  $v/u = 1/\lambda$  klein, ebenso  $v/c$ .

Deshalb erhalten Schnellläufer wenige und schmale Flügel. Langsamläufer brauchen eine grössere Flügeldichte, was meist durch eine grosse Zahl von Flügeln verwirklicht wird.

Damit kann zu einer gewählten Blattspitzen-Schnellauf-Zahl  $\lambda_{opt} = R \cdot \omega / v_1$  für jeden Blattelement-Radius die optimale Auslegung bestimmt werden, womit bei gegebenen Blattprofilen die Schränkung ( $\beta_0(r)$ -Verlauf) und die Blattbreite ( $t(r)$ -Verlauf) festgelegt sind.

H.W. SCHEEL:

Welche Vor- und Nachteile ergeben sich bei Windkraft-Anlagen mit Fixblatt-Rotoren und mit Verstellblatt-Rotoren ?

H. DÖRNER:

Aus wirtschaftlichen Erwägungen wird der Auslegungspunkt von Windkraftanlagen (Nennleistung und Nenndrehzahl) auf Windgeschwindigkeiten zwischen 5 und 10 m/s bezogen.

Es können aber Böenspitzen-Windgeschwindigkeiten von mindestens 40 bis 60 m/s gelegentlich auftreten.

Der den Axialschub am Rad bestimmende Staudruck steigt dabei auf das 25- bis 100-fache, das die Leistung bestimmende Produkt aus Geschwindigkeit und Staudruck auf den 125- bis 1000-fachen Betrag des Wertes, welcher beim Auslegungspunkt gegeben ist.

Eine noch so robuste Konstruktion schützt deshalb nicht unbedingt vor Zerstörung. Es müssen zuverlässig arbeitende Steuerungs- und Regelungseinrichtungen vorgesehen werden.

Fixblatt-Rotoren sind aus aerodynamischer Sicht für einen einzigen Betriebspunkt (sprich Anströmgeschwindigkeit) optimal ausgelegt und können auch nur für diesen Betriebspunkt optimale Leistung erbringen.





Als Drehzahlüberschreitungsschutz wird meist die gesamte Windkraftanlage aus dem Wind gedreht, wenn nicht schwenkbare Aussenflügelteile (SABININ-Regulator) oder Klappsegel (einzelne, schwenkbare Klappen-Jalousien um eine tangentiale Achse, LYKKEGARD-System, Dänemark) zur Drehzahlbegrenzung herangezogen werden.

Die Vollblattverstellung bringt für jeden Betriebspunkt (sprich Anströmgeschwindigkeit) eine Annäherung an den optimalen Strömungszustand.

Um ihre Längsachse schwenkbare Blätter ermöglichen es, den Anstell-Winkel so einzustellen, dass die Strömung am Blatt, auch bei stillstehendem Rad ( $\lambda_{\text{tip}} = 0$ ), nicht abreißt, so dass im Blattspitzenbereich der Auftriebsbeiwert  $c_a$  und das Drehmoment den nur durch Blattbreite und Blattzahl begrenzten Maximalwert erreichen.

Die Blattverstellung bietet damit die Möglichkeit, das Anlaufverhalten des Schnellläufers erheblich zu verbessern und hohe Anlaufmomente zu erzielen.

Mit Verstellblatt-Rotoren kann die Drehzahl oder die Leistung geregelt werden. Ausserdem können die Rotorblätter bei aufkommendem Sturm auf Fahnenposition (Drehzahl  $\rightarrow$  Null) gestellt werden.



## 6. LITERATUR.

Hütter, U.

"Windkraftmaschinen"

Hütte, Des Ingenieurs Taschenbuch, Berlin 1954.

Schmitz, Gerhard

"Theorie und Entwurf von Windrädern optimaler Leistung"

Wiss. Zeitschrift d. Universität Rostock, Jg.5, 1955/56 / Sonderheft

Golding, E.W.

"Electrical Energy from the Wind"

The Institution of Electrical Engineers,

The Proceedings of the Institution, Vol.102, Part A, No.6, Dec.1954

Hütter, U.

"Planning and Balancing of Energy of Small-Output Windpower Plant"  
Proceedings of the New Delhi Symposium "Wind and Solar Energy"

26. Oct. 1954, p.76.

Hütter, U.

"Recent Developments and Potential Improvements in Wind Power Utilization"

United Nations Conference on New Sources of Energy, 10.July 1961

Armbrust, Sepp

"Regulating and Control System of an Experimental 100 kW Wind-electric Plant Operating Parallel with an AC-Network"

United Nations Conference, 15.May 1961.

Hütter, U.

"The Aerodynamic Layout of Wing Blades of Wind-turbines with High Tip-speed Ratio"

United Nations, New Sources of Energy, Proceedings of the Conference  
Rome 21-31. August 1961, Volume 7, Page 217, Report W/31.

Stam, H.

"Adaption of Windmill Designs, with Special Regard to the Needs of the Less Industrialized Areas"

UN CONSOE, 25. May 1961.

Venkiteswaran, S.P., Bangalore, Indien

"Operation of Allgaier Type (6-8 kW) Windelectric Generator of Porbandar, India."

UN CONSOE, 28.April 1961.

Hütter, U.

"Die Entwicklung von Windkraftanlagen zur Stromerzeugung in Deutschland"

NASA Technical Translation TT F-15,050, August 1973 aus:  
BWK, Vol.6, No.7, 1954, pp. 270-278.

Clausnizer, Reinhold

"Wind und Wasser als Energiequellen - ein Vergleich"

Elektrizitätswirtschaft, Bd.60(1961), Heft 15, S.536/539.



Hütter, U.

"Beitrag zur Frage der wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeit der Windenergie"

Vortrag gehalten am 13.10.49, Landesgewerbeamt Stuttgart.

Prandtl, L., Betz, A.

"Ergebnisse der Aerodynamischen Versuchsanstalt zu Göttingen"

IV. Lieferung, München u. Berlin 1932.

Heronemus, William E.

"Pollution-free energy from offshore winds"

Paper before the Marine Technology Society, Sept. 1972.

Hütter, U.

"Die Entwicklung von Windkraftanlagen zur Stromerzeugung in Deutschland"

BWK, Brennstoff-Wärme-Kraft, Band 6, Heft 7, Juli 1954, S.270/78. (R 6)

Hütter, U.

"Eine Windturbine mit 34 m Rotor-Durchmesser".

DFL-Mitteilungen, Heft 8/1968.

Harris, R.I.

"The Nature of the Wind"

Electrical Research Association.

Hütter, U.

"Betriebserfahrungen mit der 100 kW-Windkraftanlage der Studiengesellschaft Windkraft e.V. Stuttgart",

BWK, Bd.16, Nr.7, Seite 333/340.

Juchem, P., Köln

"Über die bisherige Entwicklung von Gross-Windkraftwerken und ihre mögliche Jahresarbeit"

Technische Rundschau, Nr.27, 25.6.1954.

Clausnizer, R.

"Kommt die Windkraft für den Mühlenantrieb wieder?"

Die Mülerei, Nr.20 vom 16. Mai 1953.

Hönisch, W.

"Ist das Windkraftproblem heute noch diskutabel ?"

Energie und Technik, 3. Jahrgang, Dez. 51, Heft 12, S.8.

Hütter, U.

"Der Einfluss der Windhäufigkeit auf die Drehzahlabstimmung von Windkraftanlagen"

Zeitschrift für Elektrotechnik, Heft 6, Dez. 1948, 1. Jhrg., (I. Teil), Fortsetzung II. Teil: Heft 1, Jan. 1949, 2. Jhrg.

Groß, A.Th.

"Windkraftnutzung in Europa ?"

BWK, Band 11, (1959), Nr. 9, S.414/19.

Oberpostrat Dr.-Ing. K.O. Schmidt, Darmstadt

"Die Windkraftanlage der Deutschen Bundespost auf dem Schöneberg"

Elektrotechnik, 37. Jhrg., Nr. 51/52, 17.Dez. 1955.



Seidl, Günther P., Rolfshagen  
"Moderne Windkraftausnutzung"  
Der Elektrotechniker (VDE-Verlag GmbH, Wuppertal) 4.Jhrg.,  
März 1952, Heft 3.

Noetzlin, Bentert,  
"Die Windkraftanlage Gutehoffnungshütte-Teubert"  
Denkschrift 5, 1.Okt.1942,  
Reichsarbeitsgemeinschaft "Windkraft".

Reichsarbeitsgemeinschaft "Windkraft",  
Denkschrift 1: "Arbeiten der Reichsarbeitsgemeinschaft "Windkraft"  
im Geschäftsjahr 1939-1940, Sept.1940.

Reichsarbeitsgemeinschaft "Windkraft"  
Denkschrift 8, Dezember 1944.

Reichsarbeitsgemeinschaft "Windkraft",  
Denkschrift 6, 21. März 1943.

Studiengesellschaft Windkraft e.V., Stuttgart  
Mitteilungen Nr. 1 bis Nr. 5, 1. April 1953 bis 31. März 1957.

Puthoff, L., Sirocky, P.J.  
"Preliminary Design of a 100 kW Wind Turbine Generator",  
Paper proposed for "Internat. Solar Energy Society", Aug.1974,  
NASA Technical Memorandum / NASA TM X-71585

Clausnizer, G.,  
"Windkraft",  
BWK Brennstoff Wärme Kraft, Bd.14, Nr.7, S.321/326.

Heronemus, William E., West Springfield, Mass.  
"The United States Energy Crisis: Some Proposed Gentle Solutions"  
12. Jan. 1972.

"An Assessment of Solar Energy as a National Energy Resource"  
NSF/NASA Solar Energy Panel, Dec. 1972.

Rao, D.V.L.N., Venkiteshwaran, S.P.  
"Performance of the 6-8 kW Allgaier Windelectric Generator at  
Porbandar"  
National Aeronautical Laboratory, Bangalore, Indien,  
TN-WP-33-63, Dec. 1963.

Pruyn, Richard R., Wiesner, Wyne,  
"Reduction of Wind-Powered Generator Cost by Use of a One-Bladed  
Rotor",  
Boeing Vertol Company, Philadelphia, PA., USA 19142

